ESTIMATES

National Energy Board

Performance Report

For the period ending
March 31, 2003

Canada

The Estimates Documents

Each year, the government prepares Estimates in support of its request to Parliament for authority to spend public monies. This request is formalized through the tabling of appropriation bills in Parliament.

The Estimates of the Government of Canada are structured in several parts. Beginning with an overview of total government spending in Part I, the documents become increasingly more specific. Part II outlines spending according to departments, agencies and programs and contains the proposed wording of the conditions governing spending which Parliament will be asked to approve.

The *Report on Plans and Priorities* provides additional detail on each department and its programs primarily in terms of more strategically oriented planning and results information with a focus on outcomes.

The *Departmental Performance Report* provides a focus on results-based accountability by reporting on accomplishments achieved against the performance expectations and results commitments as set out in the spring *Report on Plans and Priorities*.

The Estimates, along with the Minister of Finance's Budget, reflect the government's annual budget planning and resource allocation priorities. In combination with the subsequent reporting of financial results in the Public Accounts and of accomplishments achieved in Departmental Performance Reports, this material helps Parliament hold the government to account for the allocation and management of funds.

©Minister of Public Works and Government Services Canada — 2003

This document is available in multiple formats upon request.

This document is available on the TBS Web site at the following address: www.tbs-sct.gc.ca.

Available in Canada through your local bookseller or by mail from
Canadian Government Publishing — PWGSC
Ottawa, Canada K1A 0S9

Catalogue No. BT31-4/7-2003
ISBN 0-660-62413-3

Foreword

In the spring of 2000, the President of the Treasury Board tabled in Parliament the document "Results for Canadians: A Management Framework for the Government of Canada". This document sets a clear agenda for improving and modernising management practices in federal departments and agencies.

Four key management commitments form the basis for this vision of how the Government will deliver their services and benefits to Canadians in the new millennium. In this vision, departments and agencies recognise that they exist to serve Canadians and that a "citizen focus" shapes all activities, programs and services. This vision commits the Government of Canada to manage its business by the highest public service values. Responsible spending means spending wisely on the things that matter to Canadians. And finally, this vision sets a clear focus on results – the impact and effects of programs.

Departmental performance reports play a key role in the cycle of planning, monitoring, evaluating, and reporting results to Parliament and citizens on behalf of ministers. Departments and agencies are encouraged to prepare their reports following principles for effective performance reporting (provided in the *Guide to Preparing the 2003 Departmental Performance Report*: http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/02-03/guidance/gl-ld_e.asp). Based on these principles, an effective report provides a coherent and balanced picture of performance that is brief and to the point. It focuses on outcomes - benefits to Canadians and Canadian society - and describes the contribution the organisation has made toward those outcomes. It sets the department's performance in context, associates performance with earlier commitments, explains any changes, and discusses risks and challenges faced by the organisation in delivering on these commitments. Achievements realised in partnership with other governmental and non-governmental organisations are also discussed. Supporting the need for responsible spending, it links resources to results. Finally, the report is credible because it substantiates the performance information with appropriate methodologies and relevant data.

In performance reports, departments and agencies strive to respond to the ongoing and evolving information needs of parliamentarians and Canadians. The input of parliamentarians and other readers can do much to improve these reports over time. The reader is encouraged to assess the performance reports of organisations according to the established principles, and provide comments to departments and agencies to help them improve in their next planning and reporting cycle.

This report is accessible from the Treasury Board of Canada Secretariat Internet site:
http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/dpre.asp

Comments or questions can be directed to:
Results-based Management Directorate
Treasury Board of Canada Secretariat
L'Esplanade Laurier
Ottawa, Ontario K1A OR5
OR at: rma-mrr@tbs-sct.gc.ca

104-06533/

National Energy Board | Office national de l'énergie

Performance Report

For the period ending March 31, 2003

Kenneth W. Vollman
Chairman
National Energy Board

The Honourable Herb Dhaliwal, P.C., M.P.
Minister
Natural Resources

Table of Contents

Section I: Chairman's Message **1**

Section II: Agency Context **3**

2.1 Mandate and Regulatory Context 3
2.2 Operating Context 4
2.3 Results Framework 6
2.4 Agency Spending 7

Section III: Performance Discussion **8**

3.1 Goal 1 8
3.2 Goal 2 13
3.3 Goal 3 17
3.4 Goal 4 24

Section IV: Management Initiatives **29**

4.1 Modern Comptrollership 29
4.2 Service Improvement Initiative 30
4.3 Government of Canada On-Line 30
4.4 Sustainable Development 30
4.5 Materiel Management, Procurement and Contracting 31
4.6 Travel Policies 31
4.7 Alternative Service Delivery 32
4.8 External Charging Information 32

Appendix A: Financial Information **35**

Appendix B: Regulatory Initiatives **37**

Appendix C: Regulatory Reporting **39**

Appendix D: Legislation Administered **42**

Appendix E: Cooperation with Others **46**

Appendix F: Organization and Contacts **49**

List of Figures

Figure 1: Managing for Results Framework 6
Figure 2: Pipeline Incidents and Ruptures, 1994 – 2002 9
Figure 3: Major Releases per 1000 km of Pipeline 14
Figure 4: Landowner Complaints during Operations 15
Figure 5: Comparison of Domestic and Export Natural Gas Prices 18
Figure 6: Crude Oil Prices at Edmonton vs. Export Price 18
Figure 7: Comparison of Residential Electricity Prices 19
Figure 8: Sumas minus Stn 2 Basis vs. Westcoast Transportation Cost 19
Figure 9: Dawn minus Alberta Basis vs. TCPL Transportation Cost 20
Figure 10: Average Cycle Time for Non-Hearing Facilities Applications (Section 58) 20
Figure 11: Average Cycle Times for Non-Hearing Electricity Export Permit Applications 21
Figure 12: Post-hearing Survey Results 24

List of Tables

Table 1: NEB Responsibilities 4
Table 2: Resources Used 7
Table 3: Safety Performance Indicators for COGO Act Regulated Companies 10
Table 4: Total Major Releases to the Environment during Operations 14
Table 5: External Charging Information 32

Section I: Chairman's Message

It is my pleasure to present the National Energy Board's (NEB or Board) *Performance Report* for the period ending March 31, 2003.

The NEB's main responsibilities are the regulation of interprovincial and international natural gas, oil and commodity pipelines, international electric power lines and energy exports. In addition we monitor and report to the government and the public on the functioning of energy markets. We also regulate the safety, environmental and conservation aspects of energy exploration and development on federal lands in the North and offshore areas where there are no specific accords or agreements with a province or a territory.

Over the past few years, we have developed a performance framework that is consistent with the premise for reporting described in *Canada's Performance 2002*. Our report is organized according to our four corporate goals, which indicate the outcomes we are focused on achieving. Our strategies and major actions are designed to move us toward these goals, and we have developed performance measures in order to monitor our progress. Making progress can sometimes be challenging. We therefore indicate in our report where we found it necessary to adapt and make changes to keep us on the right track.

Our first goal relates to the safety of NEB-regulated facilities. The Board plays a significant role in safety by ensuring that a regulatory framework that encourages companies to maintain or improve their performance is in place and in line with public expectations. The Board verifies that the risks associated with the construction and operation of regulated facilities are assessed and managed by pipeline companies. We do this through a comprehensive program of inspections, management system audits and incident investigations.

After three years of one rupture per year, the industry experienced two ruptures in 2001 and three ruptures in 2002. The Board has a target of zero ruptures per year on our regulated pipelines. The Board is working diligently with the Transportation Safety Board (TSB) to investigate their causes. We have also initiated a new project to study the ruptures and their causes, with an eye toward determining whether or not the defects leading to the ruptures could have been detected using the best inline inspection technology available. On the other hand, we are pleased that in 2002, one-third fewer incidents were reported compared to the previous year.

During the reporting period, the Board continued to focus on outcomes related to its second goal, protection of the environment. We are now able to rigorously assess the effectiveness of the environmental conditions we attach to facility approvals. In 2002, ninety-four percent of the conditions for which a result was available had attained their desired end result of contributing to the goal of environmental protection. We have also begun comparisons of our regulated companies with those regulated by the U.S. Office of Pipeline Safety, the Alberta Energy and Utilities Board, and the Conservation of Clean Air & Water in Europe on the basis of frequency and volume of major hydrocarbon

releases. Initial results indicate that the performance of NEB-regulated companies is consistent with these reference organizations.

Our third goal is that Canadians derive the benefits of economic efficiency. A key performance indicator under this goal is that prices paid for natural gas in the domestic market are similar to the export market. This was the case during the reporting period.

In keeping with our monitoring activities, the Board released a report on the functioning of the Canadian natural gas market and another on the outlook for natural gas supply capability of the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB). These reports indicate that it is likely that, even with high drilling levels, production of conventional natural gas supplies will remain flat or decline slightly over the foreseeable future. New sources of supply will be required from frontier and unconventional sources.

Developing resources in frontier areas requires companies to seek approvals from several jurisdictions and agencies with a variety of mandates. The NEB worked closely with 12 boards and agencies with jurisdiction in the North to establish the *Co-operation Plan for the Environmental Impact Assessment and Regulatory Review of a Northern Gas Pipeline Project through the Northwest Territories* (June 2002). The Board also partnered with the Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board to arrange for a single-window review of the proposed Deep Panuke Offshore Gas Development project in the Scotian basin.

The Board is also committed to the concept of "smart regulation", which means dedicating our resources to issues that matter most to Canadians, while streamlining regulatory processes. We will therefore continue to work with all federal, provincial and regional agencies in order to improve the effectiveness and efficiency of our regulatory approval processes. In response to an increase in cycle times during 2001 and 2002, we issued a revised Section 58 Streamlining Order, which excludes an increased number of routine projects from our application process. We also began the process of revising and clarifying the guidelines relied upon by companies in preparing applications to the Board, with the planned outcome of encouraging complete applications and thereby reducing application cycle times.

For our fourth goal, the Board works to ensure that we meet the needs of the Canadian public to engage in NEB matters. In 2002-2003, several new initiatives designed to facilitate the engagement of stakeholders in Board processes were implemented, including: extensive external consultations for our Supply and Demand Report; further understanding of effective Aboriginal Engagement; the gradual implementation of an Appropriate Dispute Resolution program; and changes to our hearing process to further meet the needs of those who wish to participate. The results of a recent survey indicated that 92 percent of hearing participants were either satisfied or very satisfied with NEB services.

In conclusion, we will continue to monitor our progress as we strive for continual improvement in the delivery of our program.

Section II: Agency Context

The Board's corporate purpose is to promote safety, environmental protection and economic efficiency in the Canadian public interest[1] while respecting individuals' rights and within the mandate set by Parliament in the regulation of pipelines, energy development and trade.

The Board's vision is to be a respected leader in safety, environmental and economic regulation.

2.1 Mandate and Regulatory Context

The National Energy Board (NEB or Board) is an independent regulatory tribunal established in 1959. It reports to Parliament through the Minister of Natural Resources. The Board is a court of record and has the powers of a superior court with regard to compelling attendance at hearings, the examination of witnesses under oath, the production and inspection of documents, and the enforcement of its orders. The Board's regulatory decisions and the reasons for them are issued as public documents.

The main functions of the NEB are established in the *National Energy Board Act* (NEB Act). These include the regulation of interprovincial and international natural gas, oil and commodity pipelines, international and designated interprovincial electric power lines, exports of oil, natural gas and electricity and imports of oil and gas. The Board has additional regulatory responsibilities under the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGO Act) and under certain provisions of the *Canada Petroleum Resources Act* (CPR Act) for oil and gas exploration and activities on frontier lands not otherwise regulated under joint federal/provincial accords. The Board also has specific responsibilities under the *Northern Pipeline Act* and the *Energy Administration Act*.

The NEB's regulatory responsibilities for public safety and protection of the environment are set out in the NEB Act and the COGO Act. The NEB is required to meet the requirements of the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEA Act) and the *Mackenzie Valley Resources Management Act*. In addition, Board inspectors are appointed Health and Safety officers by the Minister of Labour to administer Part II of the *Canada Labour Code* as it applies to facilities regulated by the Board.

The Board's mandate also includes the provision of expert technical advice to the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB), the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (C-NSOPB), Natural Resources Canada (NRCan) and Indian and Northern Affairs Canada (INAC). The Board may, on its own initiative, hold inquiries and conduct studies on specific energy matters as well as prepare reports for

---

[1] The public interest is inclusive of all Canadians and refers to a balance of economic, environmental, and social interests that changes as society's values and preferences evolve over time. As a regulator, the Board must estimate the overall public good a project may create and its potential negative aspects, weigh its various impacts, and make a decision.

Parliament, the federal government and the general public. The NEB Act requires that the Board keep under review matters relating to all aspects of energy supply, production, development and trade that fall within the jurisdiction of the federal government. In addition, the Board provides advice and carries out studies and reports at the request of the Minister of Natural Resources.

Table 1: NEB Responsibilities

Regulatory	Advisory
To regulate, in the public interest, those areas of the oil, gas and electricity industries relating to: • Construction and operation of pipelines; • Construction and operation of international and designated interprovincial power lines; • Transportation, tolls and tariffs of pipelines; • Exports of oil, gas and electricity and imports of oil and gas; • Oil and gas activities on frontier lands not subject to a federal/provincial accord.	To provide advice to the Minister of Natural Resources on the development and use of energy resources by: • Monitoring the energy sector; • Providing advice to the federal government; • Issuing public reports.

Additional information on the background and operations of the NEB may be found at the Board's Web site at www.neb-one.gc.ca.

2.2 Operating Context

Companies regulated by the Board create wealth for Canadians through the transport of oil, natural gas and natural gas liquids (NGLs), and through the export of hydrocarbons and electricity. As a regulatory agency, the Board's role is to help create a framework that allows these economic activities to proceed in an efficient manner when they are in the public interest. Through its corporate goals, the Board strives to ensure public safety, maximize economic benefits, protect the environment, and respect the rights of those affected by energy facilities and activities under the Board's jurisdiction.

Energy Overview

The year 2002 was the first time a year-over-year decline was seen in gas production from the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB). This demonstrates the increasing maturity of exploration and development of conventional natural gas resources. Consequently, the producing industry will need to drill more wells just to maintain production. Most other supply basins in North America are also experiencing constant or declining production which has contributed to increasing natural gas prices. New sources of supply will be required from frontier and unconventional sources. Adjustments on the

demand side, in the form of conservation and fuel-switching, may also occur as prices rise. It is important that regulatory processes adapt to these realities.

Oil markets were characterized by high and stable prices with Canadian production of crude oil and equivalent establishing a record high in 2002. Canada's oil exports continue to increase, with the United States importing most Canadian exports.

The restructuring of power markets in various jurisdictions in Canada and the United States is ongoing, and although the degree of interconnection is increasing, power markets still tend to be regional.

Smart Regulation

In the 2002 *Speech from the Throne*, the government committed to moving forward with a smart regulation strategy "...to accelerate reforms in key areas to promote health and sustainability, to contribute to innovation and economic growth, and to reduce the administrative burden on business." The NEB has been taking concrete steps in this area by developing new regulatory approaches, while ensuring that all relevant public interests are considered. In 2002-2003, the NEB undertook several initiatives which were consistent with the smart regulation strategy. These initiatives are designed to focus resources on those issues that matter most to our stakeholders, provide consistent regulatory approaches, clarify timelines and reduce cycle times, cooperate with other regulatory agencies in the interests of streamlining project assessment, and provide clarity to project applicants. The following achievements are discussed in greater detail in the report:

- Promulgation of the *Plant Processing Regulations* in February 2003 (see page 12);
- Issuing a revised *Section 58 Streamlining Order* which permits companies to undertake certain routine facilities projects without applying for Board approval (see page 20);
- Reviewing the *Guidelines for Filing Requirements* (GFR), to clarify our application requirements, encourage complete applications and thereby reduce application cycle times (see page 23); and
- Minimizing duplication by looking for ways to coordinate processes with other regulators and government departments. In 2002, the Board played a leadership role in developing a cooperation plan among 12 organizations for the review of a Mackenzie Valley Pipeline application. The Board also negotiated an agreement with the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board for a one-window review of EnCana's Deep Panuke Offshore Gas Development project (see pages 16 & 26).

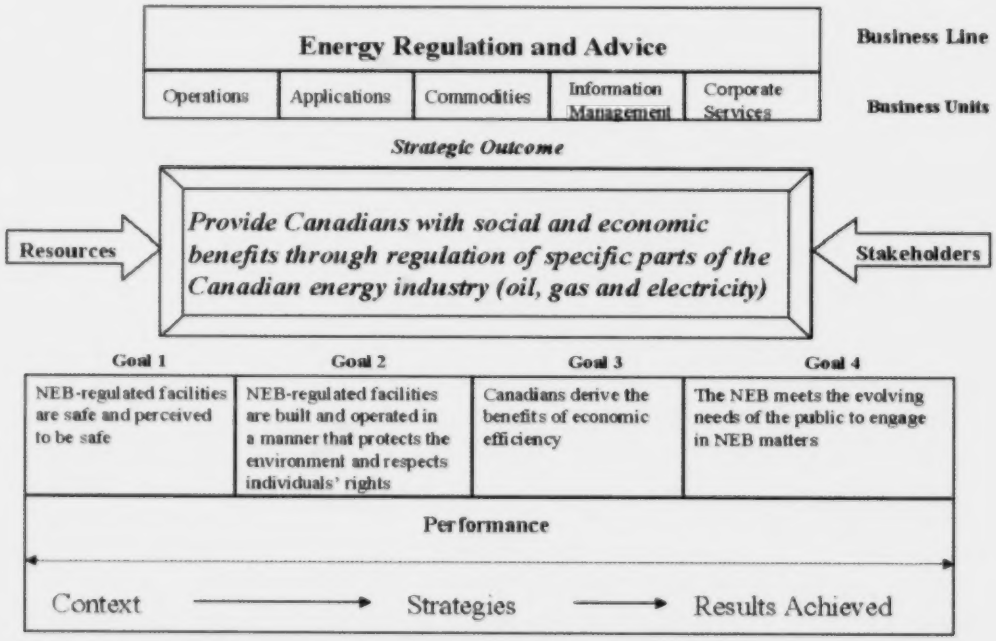
2.3 Results Framework

The NEB Results Framework is based on five Business Units contributing to the realization of one strategic outcome.

The Board's strategic outcome is to provide Canadians with social and economic benefits through the regulation of specific parts of the Canadian energy industry (oil, gas and electricity).

This outcome is the result of all of the ongoing activities of the NEB. In support of the strategic outcome, the NEB has developed four strategic goals. The strategies, measures and major actions for each goal, as outlined in the *Report on Plans and Priorities 2002-2003* (RPP), represent the focus on performance reporting at the NEB. The results framework is depicted as follows:

Figure 1: Managing for Results Framework



2.4 Agency Spending

The National Energy Board program constitutes one business line, Energy Regulation and Advice, focussed on realizing a single strategic outcome. The resources used to achieve this outcome for fiscal year 2002-2003 are summarized in the following table:

Table 2: Resources Used

National Energy Board 2002-2003		
Planned Spending	$34,456,000	313 FTEs[2]
Total Authorities	$37,040,799	309 FTEs
2002/2003 Actual	$35,446,523	287 FTEs

For a comparison of spending with previous years, refer to Appendix A, Table 3.

[2] FTE = Full-time equivalents.

Section III: Performance Discussion

In this section, the outcomes and performance results from the strategies and major actions implemented in 2002-2003 are discussed. The strategies, major actions and performance measures which follow are as described in the *Report on Plans and Priorities, 2002-2003* (RPP).

3.1 Goal 1

NEB-regulated facilities are safe and perceived to be safe.

3.1.1 Context

The Board plays a significant role in the safety of regulated facilities by ensuring that a regulatory framework that encourages companies to maintain or improve their performance is in place and in line with public expectations. The Board verifies that the risks associated with the construction and operation of regulated facilities are assessed and managed by pipeline companies. The Board does this by:

- Assessing new facilities applications for associated safety issues;
- Ensuring appropriate mitigation measures and conditions are in place before granting project approval;
- Monitoring construction and operation through inspections and audits to verify that regulatory requirements, as well as other standards identified through the application process, have been met and will continue;
- Investigating any failures or incidents, with the intent of preventing similar occurrences; and
- Developing regulations and guidelines for the safety and protection of the public, property and the environment.

3.1.2 Strategies

The Board identified two strategies for Goal 1 in its 2002-2003 RPP:

- Move towards goal-oriented regulation to improve industry's ownership of safety performance; and
- Enable Canadians to effectively participate in Board matters through efficient and transparent Board processes.

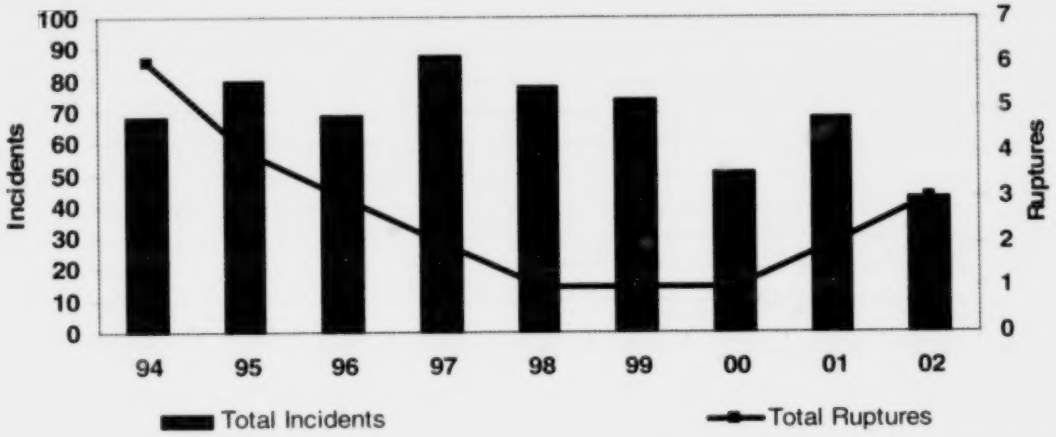
3.1.3 Key Targets and Overall Results

The NEB has developed two key performance measures to ensure that NEB-regulated facilities are safe. They are:

Number of pipeline ruptures and incidents

After three years of one rupture per year, the industry experienced two ruptures in 2001 and three ruptures in 2002 (Figure 2). The NEB's target is zero ruptures per year on federally-regulated pipelines.

Figure 2: Pipeline Incidents and Ruptures, 1994 – 2002



The Board is concerned about this gradual increase in ruptures and is working diligently with the Transportation Safety Board (TSB) to investigate their causes. At present, it appears that all three of the 2002 ruptures have different causes, each of which may have been detectable using the latest generation of inline pipeline inspection tools. In response, the Board has initiated a project to study the ruptures and their causes. The expected outcome of the study is to determine whether or not the defects leading to the ruptures could have been detected using the best inline inspection technology available, with the aim that the improvements in technology could be used by regulated-companies in their integrity management programs.

In 2002, 43 incidents were reported under the *Onshore Pipeline Regulations, 1999* (OPR-99). This number is significantly lower than the 68 incidents reported in 2001 and is also lower than the seven year average of 66 incidents. Of the 43 incidents reported in 2002, more than seventy percent occurred in controlled areas such as compressor and pumping stations or gas plants with the remainder occurring along the pipeline right of way. In 2002, only two incidents resulted in injuries to pipeline workers, which is one-half of the 2001 rate. In response to these results, the NEB will continue with its program of inspections, audits and incident investigations.

For oil and gas resource development in frontier areas, which are regulated by the NEB pursuant to section 3 of the COGO Act, the Board tracks the number of hazardous occurrences[3], worker disabling injuries and fatalities as key indicators of safety performance of regulated companies (Table 3).

---

[3] Hazardous occurrences are defined under section 16.4 of the *Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations* under the *Canada Labour Code Part II.*

Table 3: Safety Performance Indicators for COGO Act Regulated Companies

Indicators	2000	2001	2002
COGOA Worker disabling injury rate (Loss Time Injury/10^6hours worked)	5.3	2.6	2.8
COGOA Hazardous Occurrences	65	85	45
Fatalities	0	1	1

In 2002, hazardous occurrences decreased 42% from the previous year. The improvement was related to a reduction in spills and fewer incidents of equipment breaking through ice. Disabling injuries increased from 2.6 per million hours worked in 2001 to 2.8 per million hours worked in 2002. The NEB is addressing this increase by improving worker awareness of the potential for injury while working on ice and snow-covered areas. Overall, the Board has increased its emphasis on safety by identifying high risk locations and presenting these concerns at safety seminars, by meeting with operators and field personnel, and by issuing safety advisories. For example, as a follow-up to a fatality that occurred in the Northwest Territories in February 2002, the NEB issued a Safety Advisory to ensure that personnel conduct a job site analysis prior to work and are equipped to safely perform work in the harsh Northern environment.

3.1.4 Program and Results on Major Actions of 2002-2003

The Board identified a number of major actions for Goal 1 in its 2002-2003 RPP. These major actions and their results are discussed below:

1. Ensure appropriate security plans and procedures are in place for NEB-regulated facilities.

Effective emergency preparedness and response programs remain the most effective means to mitigate a breach in the security of Canada's pipeline infrastructure. The Board issued an all-company letter in April 2002 indicating to regulated companies its expectations for emergency response and preparedness programs and the security of their facilities. In addition, consequential amendments to the NEB Act will explicitly include "security" to provide the Board with a clear statutory basis to regulate the security of the energy infrastructure under its jurisdiction. Promulgation is expected in the fall of 2003.

During 2002-2003, the Board participated with the Alberta Energy and Utilities Board (EUB) and Emergency Management Alberta (Office of the Solicitor General) in the development of methodology to assess how critical certain energy facilities are. The methodology was tested at two locations. The Board continues to work with provincial regulators and agencies, federal agencies, United States of America counterparts and pipeline associations to develop strategies to address security issues impacting the energy infrastructure.

During the reporting period, the Board continued to implement and develop its comprehensive audit program of company management systems and programs in accordance with the OPR-99. Key components of the OPR-99, and hence the audit program, are assessment of company pipeline integrity programs and emergency preparedness and response programs. Since inception of the audit program, 26 audits have been undertaken. In 2002, eleven management system audits were conducted, including four with a broad scope, five that focused on emergency preparedness and response, and two that focused on pipeline integrity management. In response to the audit findings, the NEB received eight corrective action plans from the audited companies and is presently developing a follow-up program. In addition, the Board's audit program is currently under review with the aim of including additional security management issues in its scope. As well, the physical security of facilities has been included in the Board's facility inspection programs. Through its inspections and audits, the Board has found that companies have implemented several security-related initiatives. These include restricted access to sensitive areas, reviewing or re-establishing security procedures, performing security audits and enhancing physical security. Companies have also included security in employee training programs and have enhanced liaison with first responders, government and industry associations.

2. ***Complete the internal 2002 Safety and Environmental Management System (SEMS) Gap Analysis and undertake to close identified management gaps.***

The Board is in the process of implementing its SEMS plans. SEMS is based on the principles of ISO 14001. By implementing its SEMS plans, the NEB is taking a systems approach to managing safety and protection of the environment.

A gap analysis of SEMS was conducted in 2002 against ISO 14001 requirements. Results indicated that, in general, the NEB has a well-developed management system with many of the required elements of ISO 14001. However, improvements could be made, such as in setting objectives and measurable targets, setting specific accountabilities and responsibilities, documentation, and implementing corrective actions. In response to the gap analysis, the Board developed a detailed action plan to address the observations and close the identified gaps. The action plan was approved by the Internal Audit Committee in October 2002 and implementation of the recommended actions began in early 2003.

3. ***Improve public knowledge and understanding regarding the safety of pipeline facilities and relative safety performance.***

In 1999, the Board began development of the Safety Performance Indicator (SPI) initiative. The SPI initiative would allow the Board to benchmark safety data for comparison between NEB-regulated companies and companies regulated by other agencies. During 2002-2003, the Board gathered safety information from 37 regulated companies. The first SPI report, *Focus on Safety – A Comparative Analysis of Pipeline Safety Performance*, was published in April 2003. The report is available on the NEB's Web site at www.neb-one.gc.ca. The report will be used by the NEB to ensure that its activities and programs result in the continued safety of NEB-regulated facilities. It is

also anticipated to be used by NEB-regulated companies in their assessment and continual improvement of their own safety programs and performance.

The Board continues to provide additional sources of information to increase public knowledge and understanding of pipeline safety. For example, the Board releases information regarding pipeline ruptures and incidents in its Annual Report. In 2002-2003, the Board Web site was revised to make information relating to safety matters easier to locate. In addition, the Board released a Safety Advisory following an incident in February 2002 that resulted in a fatality on a project in the North (see section 3.1.3). In June 2002, the Board held its fourth Pipeline Public Awareness Workshop dedicated to sharing the pipeline industry's damage prevention and public awareness best practices with an objective of continuous improvement in those areas. The workshop presentations can be found on the NEB Web site at www.neb-one.gc.ca.

4. Revise and develop new regulations to continue to move towards goal-oriented regulation.

The Board continued its efforts to move from prescriptive to goal-oriented regulation, a key component of its smart regulation initiatives. In the goal-oriented approach, the desired results or goals of the regulation are identified, with the companies selecting for themselves the best methods to achieve the desired results or goals. The *Processing Plant Regulations* were developed using the goal-oriented approach and place the onus on companies for ensuring the safety of persons and the protection of property and the environment. These regulations were published in the Canada Gazette Part 1 in August 2002 and were registered in February 2003. These regulations set out the minimum requirements specific to natural gas processing plants under the Board's jurisdiction.

The Board continued its efforts in the development of the proposed *Damage Prevention Regulations*. In May 2002, the Board released *A Conceptual Draft of the Proposed National Energy Board Damage Prevention Regulations & Guidance Notes*. This document contains the framework, concepts and ideas that will eventually form the new *Damage Prevention Regulations*. The Board met with various stakeholders, including pipeline companies, Canadians who own land crossed by a pipeline, utility companies and municipalities. Stakeholder consultation will be completed in early 2003-04.

As part of its continual improvement efforts, the Board released an updated version of its Guidance Notes for the OPR-99 in January 2003. The amendments to the notes were made following discussions with industry at the NEB Spring Workshop, held in June 2002. The Guidance Notes will continue to be amended from time to time in order to reflect lessons learned through audits and assessments, advancements in technology, and broadly accepted changes within the pipeline industry.

3.2 Goal 2

NEB-regulated facilities are built and operated in a manner that protects the environment and respects individuals' rights.

3.2.1 Context

Goal 2 expresses the Board's commitment to protect the environment and respect individuals' rights during construction and operation of NEB-regulated pipelines and facilities. The NEB influences achievement of this goal through environmental assessments (EA) of applied-for projects, inspection and monitoring of construction activities, and audits of environmental protection programs.

Companies regulated under the NEB Act are required to meet all applicable environmental regulations. The NEB regulatory framework encourages continual improvement in environmental design and management systems. As part of its Goal 2 commitments, the NEB continually strives to improve the effectiveness, efficiency, and transparency of its own processes to meet the needs and expectations of Canadians.

3.2.2 Strategies

The Board identified three strategies for Goal 2 in its 2002-2003 RPP:

- Move towards goal-oriented regulation to improve industry's ownership of environmental performance;
- Anticipate and prepare for emerging issues and upcoming applications such as renewed activity in the Canadian North and international power lines; and
- Enable Canadians to effectively participate in Board matters through efficient and transparent processes.

3.2.3 Key Targets and Overall Results

The NEB has developed two key performance measures to ensure that NEB-regulated facilities are built and operated in a manner that protects the environment. The first of these is:

> *Number of environmental conditions placed on NEB facility approvals that achieve their desired end results (DER)*

Environmental conditions are attached to project approvals to address specific environmental issues associated with a project. The NEB has taken steps to quantify the effectiveness of these conditions by evaluating DER. Each condition has a defined DER and, once condition compliance is confirmed, the NEB evaluates achievement of the DER. Measuring the DERs of environmental conditions allows the NEB to improve the clarity and effectiveness of the conditions it places on facility approvals.

In 2002, the NEB issued 177 environmental conditions on facility approvals. For those conditions where information was available through NEB inspections or post-construction monitoring reports, 94% achieved their DER while 6% did not. The reasons for not achieving the DER ranged from conditions not being sufficiently clear to companies not following certain mitigation procedures.

The second key indicator is:

Number of major liquid hydrocarbon releases[4] *into the environment per year*

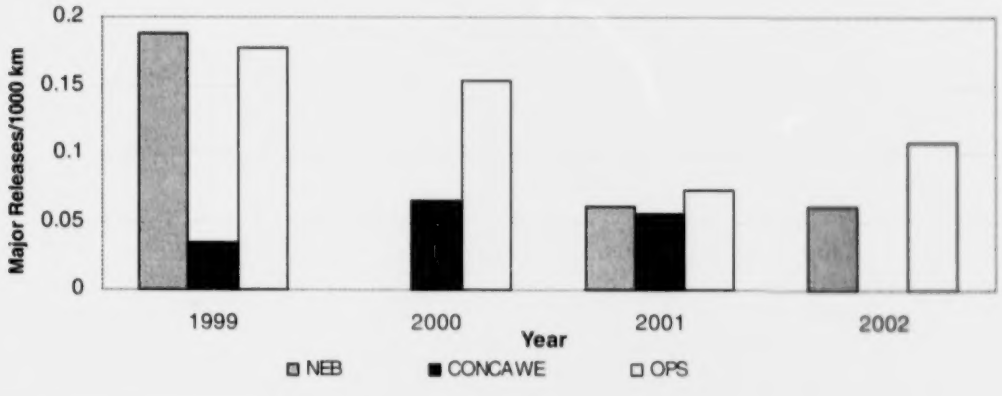
The number of major releases of liquid hydrocarbon to the environment is a key indicator of the success of operating facilities regulated by the NEB. The desired target is that NEB-regulated facilities operating under approved conditions and permits should have no major releases to the air, land or water. In fiscal year 2002-2003, there were no major releases by NEB-regulated companies, although there was one major release during the 2002 calendar year (Table 4).

Table 4: Total Major Releases to the Environment during Operations

Calendar Year	# Major Releases
1998	0
1999	3
2000	0
2001	1
2002	1

During 2002-2003, the NEB began comparisons with the U.S. Office of Pipeline Safety (OPS) and Conservation of Clean Air & Water in Europe (CONCAWE) on the basis of frequency and volume of major releases (Figure 3). The Board also makes comparisons with the EUB where appropriate. Initial results indicate that the performance of NEB-regulated companies is consistent with these reference organizations.

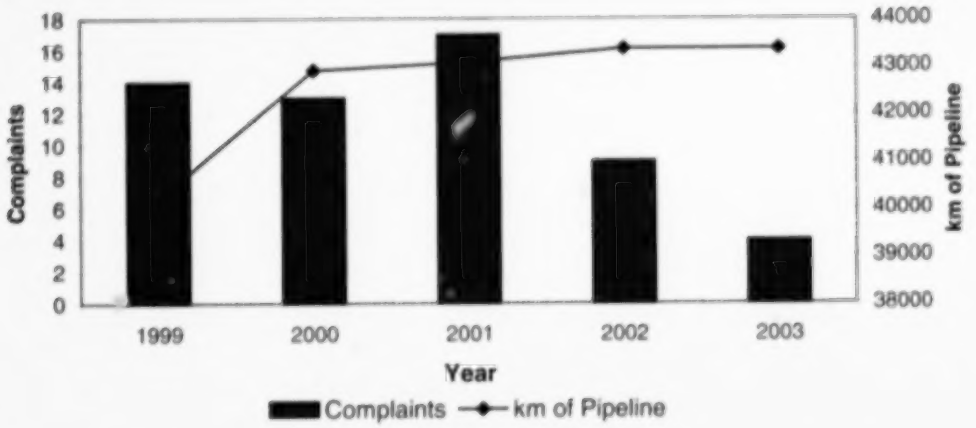
Figure 3: Major Releases per 1000 km of Pipeline



[4] Major releases are defined as unintended or uncontained releases >100 m^3 of liquid hydrocarbon.

In addition to those two key performance measures, the NEB also tracks various mid-level indicators, such as landowner complaints. Landowner complaints about NEB-regulated facilities are on a steady decline (Figure 4) as the construction of new large-scale pipeline facilities was completed and pipeline companies gained experience in operating those facilities. The NEB was also successful in finding solutions to concerns between landowners and pipeline companies.

Figure 4: Landowner Complaints during Operations[5]



3.2.4 Program and Results on Major Actions of 2002-2003

The Board identified a number of major actions for Goal 2 in its 2002-2003 RPP. These major actions and their results are discussed below:

1. Report on Goal 2 utilizing key analytical and communication tools such as ESIMS and the Internet.

In 2002-2003, ESIMS (Environmental and Safety Information Management System) was the primary tool used to track compliance with environmental conditions issued on facility approvals. This tool also allows conditions to be evaluated for completeness and achievement of the DER. In addition, ESIMS was used to track Board findings and recommendations arising from its comprehensive audit program. This builds on its previous capacity to capture relevant information collected by Board inspectors during construction inspections. Having information electronically placed in one location allows staff to undertake more thorough technical analysis.

2. Complete the internal 2002 SEMS Gap Analysis and close any identified gaps in the NEB's management system.

Refer to Goal 1, page 11.

[5] Data for 2003 is from 01 January to 31 March 2003

3. Continue consultations regarding renewed activity in the Canadian North.

In 2002-2003, the NEB continued to work with regulatory partners in the North and other federal departments to define a review process for a major natural gas pipeline project through the Northwest Territories. In June 2002, the *Cooperation Plan for the Environmental Impact Assessment and Regulatory Review of a Northern Gas Pipeline through the Northwest Territories* was released. The plan sets out a co-ordinated process in order to reduce duplication and enhance public participation in an anticipated northern field development and pipeline project that will be of national interest and importance.

4. Define the regulatory framework for international power lines and related electricity projects.

From time to time the Board is asked to review applications for permits or certificates for the construction and operation of an international power line (IPL). Facilities which have received a permit or certificate may also be required to meet certain conditions set by the Board. During 2002, the Board initiated a review of its obligations and practices regarding the regulatory oversight of both existing and future IPLs. One outcome of this review was a set of prototype conditions, which the Board may attach to any future certificates or permits. The Board expects that the prototype conditions will continue to evolve as the NEB gains experience with their implementation. In the future, the Board intends to consult with electric power industry stakeholders on the merits of these prototype conditions.

5. Broaden and expand consultation opportunities with stakeholders such as landowners and Aboriginal communities for the purpose of building environmental knowledge and clarifying expectations.

The NEB has been actively seeking consultation opportunities with these stakeholder groups. During the reporting period, the Board launched an Aboriginal Engagement Program to explore options for engaging Aboriginal groups. Key results of this program to date are building internal capacity on Aboriginal matters within the NEB and establishing contact information for Aboriginal communities.

The NEB has also taken the opportunity to gather input and to build understanding with Aboriginal groups through its revision of the GFR. During the reporting period, NEB staff made initial contact with Aboriginal groups to introduce the project and determine the level of interest in providing their views regarding the type of information the Board should require when a company files an application.

With respect to landowner engagement, the NEB has focused its efforts on providing an opportunity for appropriate dispute resolution where landowners and companies are not able to resolve their differences.

3.3 Goal 3

Canadians derive the benefits of economic efficiency.

3.3.1 Context

The Board influences economic efficiency through its regulatory decisions, by providing energy market information and by improving the efficiency of its regulatory processes.

As explained in Section 2.1, the Board is responsible for approving natural gas, oil, natural gas liquids and electricity exports. The basis of the Board's approach for the authorization of exports is to ensure that Canadians have access to Canadian-produced natural gas, oil, natural gas liquids and electricity on terms and conditions at least as favourable as those available to export buyers. To achieve this outcome, the Board undertakes extensive monitoring and reporting of market conditions. The Board promotes properly functioning markets, and seeks to verify that markets are responding to market signals consistent with the fundamentals of supply and demand. In a properly functioning market, while supply and demand imbalances may result in periodic price volatility, market forces on both the supply and demand side will serve to rebalance the market.

The Board also informs the public about energy market trends on an ongoing basis. Providing and interpreting energy market information contributes to the efficient operation of energy markets and thus helps the Board achieve this goal.

Finally, in the context of the NEB's operations, economic efficiency embodies regulatory efficiency. This includes reducing regulatory barriers, streamlining regulatory processes and effectively coordinating these processes with other agencies, when appropriate, and striving to minimize costs incurred by parties.

3.3.2 Strategies

The Board identified three strategies for Goal 3 in its 2002-2003 RPP:

- Monitor and report publicly on energy markets and their functioning;
- Pro-actively prepare for regulatory change; and
- Explore and develop new ways to streamline the application processes.

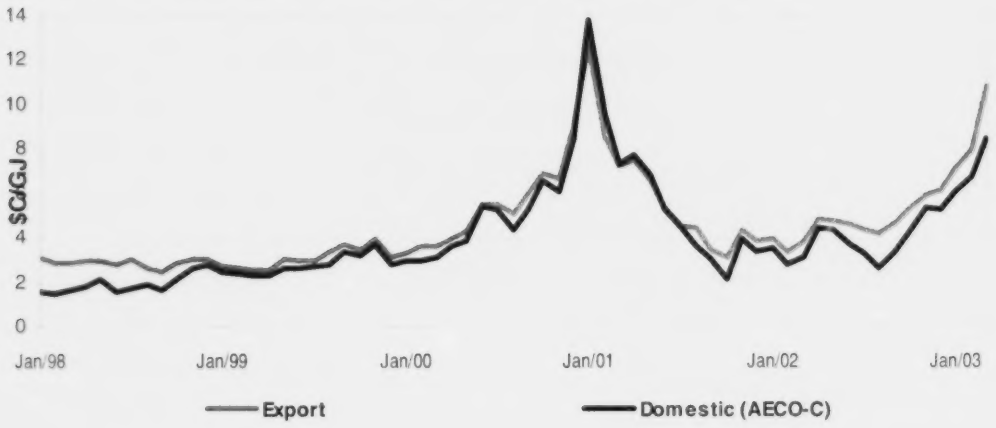
3.3.3 Key Targets and Overall Results

To gauge the success of the Goal 3 strategies and actions, the Board used two key performance measures. The first of these is:

Evidence that Canadian energy markets are working well

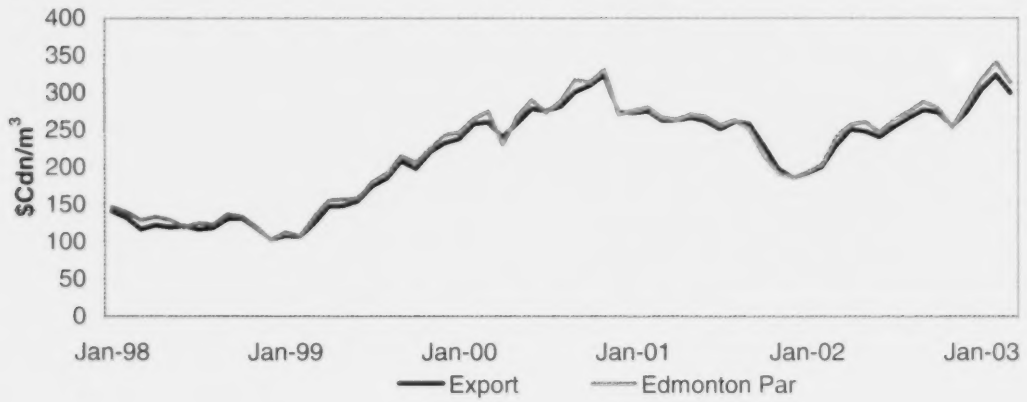
A key indicator that Canadians are receiving the benefits of economic efficiency is that Canadians can obtain natural gas on similar terms and conditions, including price, as export buyers. This means that prices paid for gas in the domestic market should be essentially the same as for gas sold into the export market. With the AECO-C price being representative of that paid by major Canadian end-users and distributors at the Alberta border, a comparison with export prices indicates that Canadians are able to obtain gas for prices at least as favourable as export buyers (Figure 5).

Figure 5: Comparison of Domestic and Export Natural Gas Prices



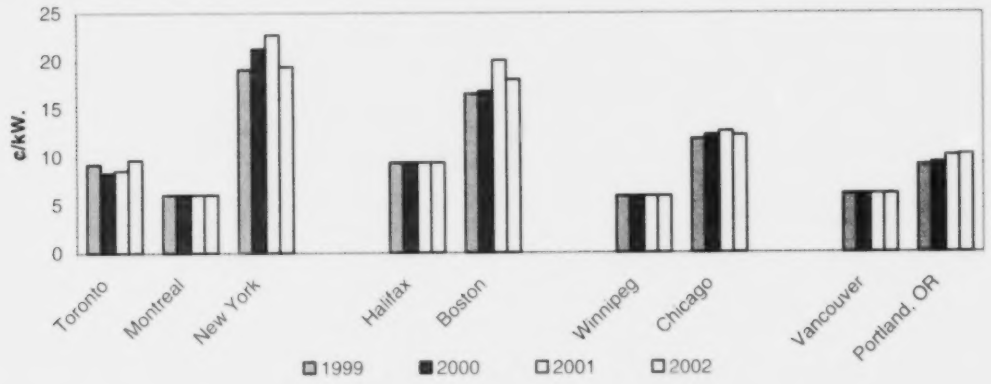
A similar relationship exists between the domestic and export prices for crude oil, which demonstrates that Canadians have access to Canadian crude oil on price terms at least as favourable as export customers (Figure 6).

Figure 6: Crude Oil Prices at Edmonton vs. Export Price



The Board also monitors electricity markets; however, the use of price data to support the conclusion that markets are functioning properly is somewhat more difficult than in the case of natural gas and oil markets. There are limited open, competitive electricity markets in Canada, and electricity prices continue to be regulated in most regions. The price data do show that Canadian residential customers enjoy lower electricity prices compared to neighbouring US markets (Figure 7).

Figure 7: Comparison of Residential Electricity Prices



Another measure of the efficient operation of markets is the adequacy of oil and gas pipeline capacity to move these commodities from producing regions to consumers. The Board uses an evaluation tool, based on the principle that the price differential between two points should be similar to the cost of transportation, if adequate capacity exists. Two examples are provided to illustrate that this principle is satisfied, despite periodic short-term spikes in price differentials, indicating that adequate pipeline capacity existed on these systems (Figures 8 and 9). The Board is satisfied that adequate capacity existed on all major pipeline corridors over the last year.

Figure 8: Sumas minus Stn 2 Basis vs. Westcoast Transportation Cost

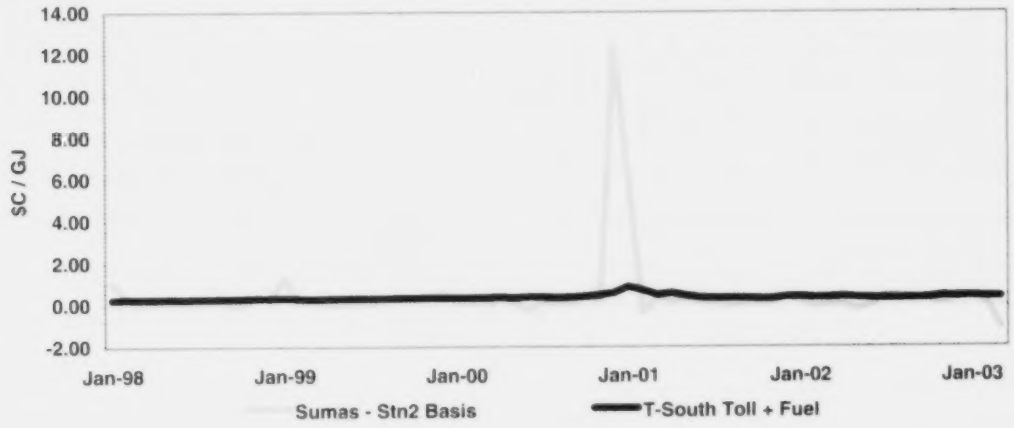
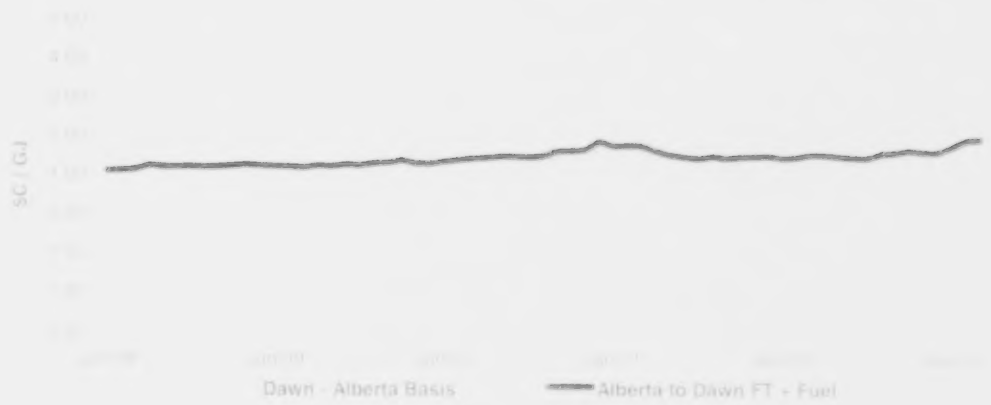


Figure 9: Dawn minus Alberta Basis vs. TCPL Transportation Cost



The second key performance measure related to Goal 3 is:

Application processing times are maintained or reduced.

The NEB compiles data on cycle times (the time between receiving an application and rendering a Board decision) to track the number, type and processing times of applications it receives. It also analyses the data to help pinpoint areas requiring attention.

The Board's *Section 58 Streamlining Order* permits companies to undertake certain routine facilities projects on company property without applying for Board approval. A revised *Section 58 Streamlining Order* was issued in late 2002 to clarify the order, modify reporting requirements and exclude a wider range of routine projects from the Board's application process. The exclusion of additional routine projects from Section 58 processing has, however, meant that those that were processed were more complex on average. In addition, NEB staff faced a heavy hearing workload throughout the fiscal year. The net result was an increase in average cycle time to 71 days (Figure 10).

Figure 10: Average Cycle Time for Non-Hearing Facilities Applications (Section 58)

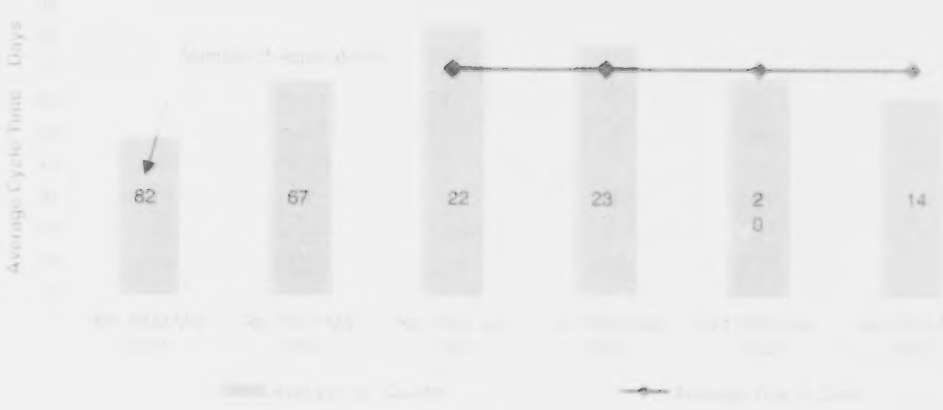
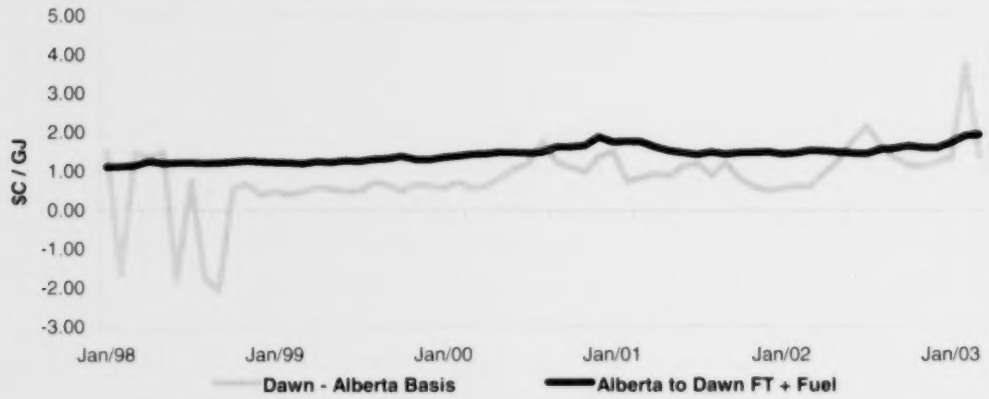


Figure 9: Dawn minus Alberta Basis vs. TCPL Transportation Cost



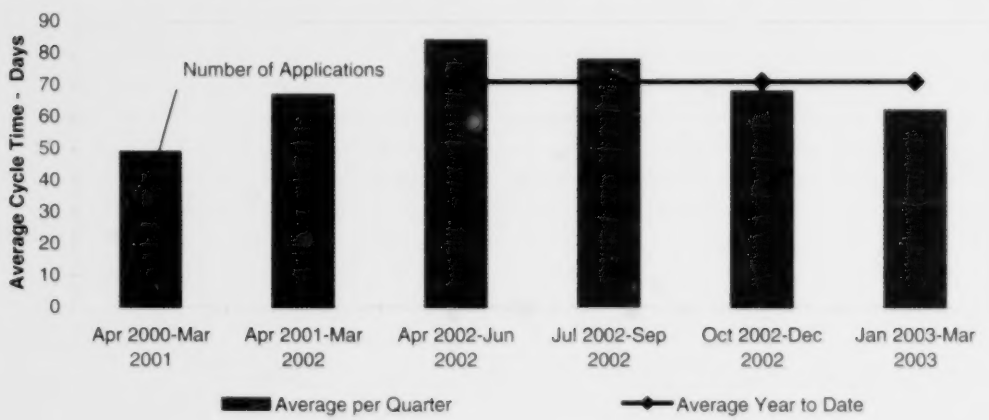
The second key performance measure related to Goal 3 is:

Application processing times are maintained or reduced.

The NEB compiles data on cycle times (the time between receiving an application and rendering a Board decision) to track the number, type and processing times of applications it receives. It also analyses the data to help pinpoint areas requiring attention.

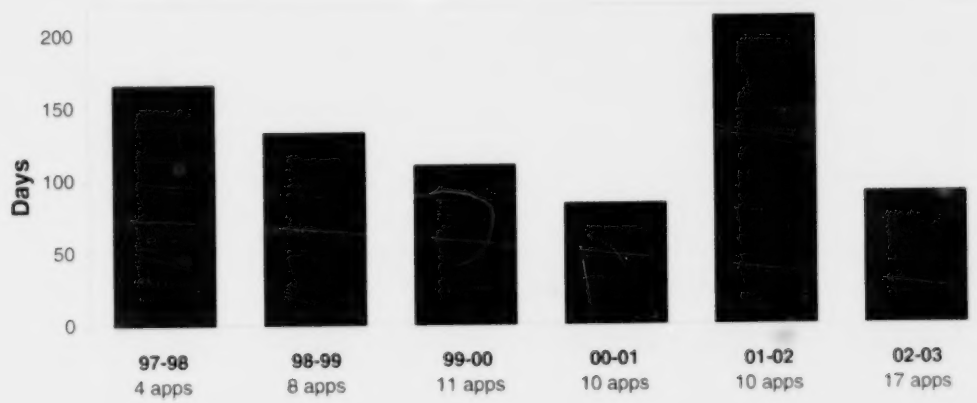
The Board's *Section 58 Streamlining Order* permits companies to undertake certain routine facilities projects on company property without applying for Board approval. A revised *Section 58 Streamlining Order* was issued in late 2002 to clarify the order, modify reporting requirements and exclude a wider range of routine projects from the Board's application process. The exclusion of additional routine projects from Section 58 processing has, however, meant that those that were processed were more complex on average. In addition, NEB staff faced a heavy hearing workload throughout the fiscal year. The net result was an increase in average cycle time to 71 days (Figure 10).

Figure 10: Average Cycle Time for Non-Hearing Facilities Applications (Section 58)



In 2002-2003, the average cycle time for non-hearing electricity export applications declined to 90 days for 17 applications compared with 212 days for 10 applications in 2001-2002 (Figure 11). The higher cycle time in 2001-2002 was the outcome of a federal court decision in March 2001 which overturned an NEB approval of a blanket electricity export authorization for BC Hydro. The time required to assess the implications of the Court's decision and to develop an interim solution resulted in significant delays. Implementation of interim measures, and later, incorporation of changes in the Board Memorandum of Guidance pertaining to electricity exports have resulted in a return to more normal cycle times for these authorizations (60-90 days) (see also 3.3.4).

Figure 11: Average Cycle Times for Non-Hearing Electricity Export Permit Applications



3.3.4 Program and Results on Major Actions of 2002-2003

The Board identified a number of major actions for Goal 3 in its 2002-2003 RPP. These major actions and their results are discussed below:

*1. **Provide updates on the functioning of energy markets.***

The Board monitors North American natural gas, oil, and electricity markets on an ongoing basis, in order to keep Canadians informed about short and long-term trends in energy markets. This includes assessment of the key factors influencing prices, supply, domestic demand and exports. Quarterly reports by staff to the Board ensure the most recent intelligence is conveyed. Information is shared with the public through Board Member and staff presentations at conferences and in other public fora. In 2002-2003, Board Members and senior staff spoke at several major conferences in Canada and in the U.S. Information on exports is made available at the Board's Web site at www.neb-one.gc.ca.

In the summer of 2002, the Board held a hearing in Fredericton to consider an application by the Province of New Brunswick to establish new rules for short-term exports of incremental Scotian offshore natural gas. While the Board decided it would not

implement procedures that would unduly interfere with the normal operation of the natural gas market, it made a commitment to enhance its monitoring efforts of the gas market in Maritime Canada. The Board subsequently established a Maritimes Market Monitoring Team, which consulted with more than 30 buyers, sellers, producers, shippers, government representatives, regulatory agencies, and other interested parties during the winter of 2002-2003. It will continue to monitor developments in this market to ensure that gas sellers continue to negotiate in good faith and that Canadians have access to Scotian offshore gas on market terms and conditions, including price, similar to those available to export buyers.

In October 2002, the NEB published *Canadian Natural Gas Markets Dynamics and Pricing: An Update*. The report noted that in 2000-2001, the natural gas market was severely tested by low storage inventories, record cold weather, and marginal production increases, resulting in unprecedented price volatility. The report concluded that the market was resilient in meeting these challenges, with natural gas produced, transported and delivered at fair market value.

In December 2002, the Board published *Short-term Natural Gas Deliverability from the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) 2002-2004*. The report reviewed historical production and drilling activity and provided an outlook for the period 2002-2004, and concluded that industry is responding well to changing market conditions, as evidenced from the high rates of drilling observed.

2. Complete the public consultations for a comprehensive report on the outlook for energy supply, demand and pricing in Canada (the Supply and Demand Report) and publish the report.

During the summer of 2002, the NEB consulted with a number of representatives from industry, associations and public interest groups to identify the key drivers and issues underpinning Canada's long-term energy future. Based on this information, Board staff developed alternative long-term energy scenarios. A second phase of public engagement seeking comment on these scenarios was conducted in January and February 2003, in six different Canadian cities, with participation from over 150 different organizations and individuals. In addition, written comments were invited from the public, and about 30 submissions were received and considered. These meetings led to thought-provoking discussions about Canada's energy future, and along with the written submissions made a significant impact on the assumptions and analysis that went into the report. The final document, entitled *Canada's Energy Future: Scenarios for Supply and Demand to 2025*, was released on the NEB Web site, and on CD-Rom and hardcopy on 3 July, 2003.

Canadian Electricity Exports and Imports: An Energy Market Assessment was released in January 2003. This report examined the impact of restructuring in the electricity industry over the past decade, and found that exports have in fact declined since the mid-1990s, and that substantial increases in exports in the near future is not expected.

3. ***Continue preparation for a hearing on an application for a natural gas pipeline from the North.***

Steps taken toward rationalization of the regulatory processes for a potential Northern natural gas pipeline application are addressed in section 3.2, including partnering with other agencies to reduce overlap and preparing for the unique issues to be addressed.

4. ***Explore and implement new regulatory approaches to resolve industry disputes.***

The NEB continues to explore, in conjunction with stakeholders, alternative regulatory approaches which best fit the needs of all interested parties. Modifications to the NEB guidelines for negotiated settlements were completed and a framework for appropriate dispute resolution was developed in 2002-2003 (see also section 3.4).

5. ***Implement new approaches to processing applications (e.g., creation of guidance materials for applicants to expedite their provision of required information to the Board).***

The Board continuously reviews its processes for efficiency, focusing regulatory approval efforts where they can have the most impact and by streamlining processes wherever possible. In 2002, the Board issued a revised *Section 58 Streamlining Order*, which permits companies to undertake, without applying for Board approval, certain routine facilities projects. The revisions resulted in the exclusion of an increased number of routine projects from the Board's application process.

Incomplete applications are one of the major causes of unnecessarily long processing times. To help address this, the Board embarked upon a review of its GFR in 2002. The GFR identify the information that must be filed with applications to the Board. The first or "Process" phase was completed in January of 2003 and involved identifying stakeholders and having these parties highlight areas of the GFR they had an interest in. Comments were also sought on both the existing GFR and on how parties would like to be involved in the remainder of the project. One key result of this phase was the decision that NEB staff would develop first drafts of the revised sections of the GFR, which would be used as the basis for discussion/consultation during the second or "Content" phase of the project. The third or "Comment" phase will follow with the entire project targeted for completion in December 2003.

6. ***Define the regulatory framework for assessing the environmental impact of blanket electricity exports (e.g., modifications to the Board's Memorandum of Guidance pertaining to electricity exports).***

Under a "blanket" authorization, the specific terms under which the electricity exports will occur (e.g., the specific source of the production to be exported) may not be known, and this may pose difficulties in assessing the environmental impact. As an interim measure, the Board had posed information requests, specific to an application, to supplement the information required by the Board's Memorandum of Guidance (MOG) pertaining to electricity exports. In fiscal 2002-2003 the Board clarified the information

requirements in the MOG, thus eliminating the need for specific information requests. This action will improve the environmental assessment of blanket electricity export authorizations and reduce cycle times in some cases. Note: more comprehensive information regarding economic efficiency is presented in the NEB *Annual Report to Parliament 2002*.

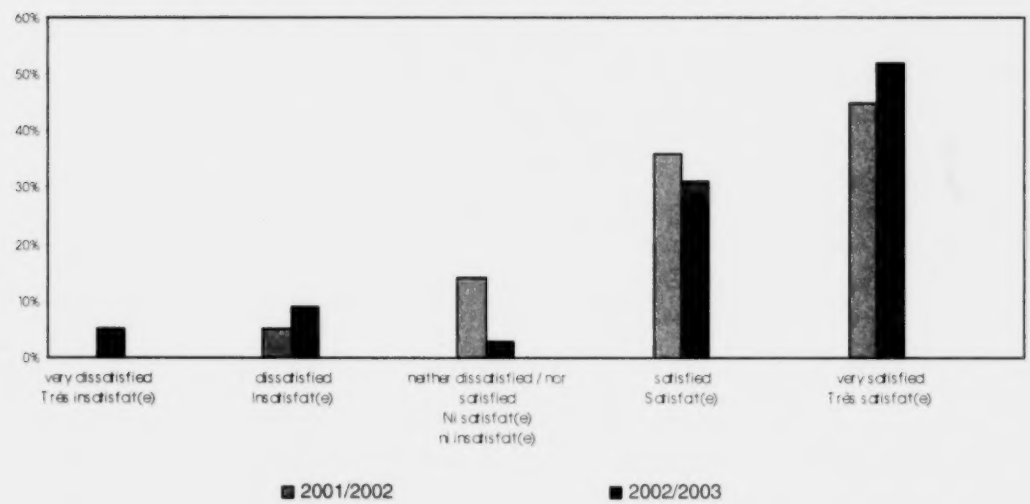
3.4 Goal 4

The NEB meets the evolving needs of the public to engage in NEB matters.

3.4.1 Context

The Board strives to be responsive to the changing needs of the public and proactive in identifying opportunities for stakeholders to become engaged in Board matters. The Board continually works toward providing open and accessible means for the public to share their views and to participate in Board matters. This is the result of the Board's efforts to facilitate a culture that identifies and eliminates barriers to participation. Over the past year, the Board has made changes to its hearing process to further meet the needs of those who wish to participate, with technology continuing to provide additional channels to stakeholders. The Board's stakeholders have indicated that they are generally satisfied with Board processes (Figure 12) with 83 percent of stakeholders either "satisfied" or "very satisfied" with their interactions with the Board.

Figure 12: Post-hearing Survey Results



3.4.2 Strategy

The Board identified one strategy for Goal 4 in its 2002-2003 RPP:

- Enable Canadians to effectively participate in Board matters.

3.4.3 Key Targets and Overall Results

To gauge the success of the Goal 4 strategy and actions, the Board used four key performance measures. The first of these is:

The breadth of public engagement mechanisms employed by the Board

The Board considers the number of different techniques it employs to facilitate public participation in its processes as an indicator of its success in Goal 4. Over the past fiscal year, the Board used open houses, public consultations, information sessions, focus groups, technical conferences and workshops as mechanisms to engage the public. These sessions were held at locations that allowed local residents to participate.

Public information sessions were held for stakeholders to learn more about how to become involved in the hearing process. Information sessions were held last fiscal year for the following hearings: Westcoast Grizzly and Southern Mainline Expansion; Georgia Strait Crossing; and New Brunswick Power.

Public consultation sessions were held for stakeholders to comment on issues that they thought should be addressed at a particular hearing or in a particular document. Consultation sessions were held for Georgia Strait Crossing hearing, HydroOne hearing (sought written public comment on scope of environmental assessment) and the Supply and Demand Report (seven sessions in six cities).

The second performance measure is:

The number of new technologies used to improve access to Board processes and information

Recognizing that not everyone wishes to participate in person in Board initiatives, the Board's Web site was used as a vehicle for providing information and gathering feedback. This technique was used to get feedback on the Board's proposed *Damage Prevention Regulations*, GFR revisions, Appropriate Dispute Resolution program and the Supply and Demand Report. The range of input solicited via the Web included defining the scope of the project and providing feedback on draft documents. This has proved to be a valuable tool and will continued to be used in the future. The challenge in this area is to ensure that stakeholders are adequately advised of these options and can access information whenever and wherever needed.

All of the Board's public hearings can be listened to on our Web site. This facilitates the involvement of members of the public who have a vested or general interest in the

hearing, but cannot be present at the proceedings. Simultaneous translation is also available when French-speaking parties are involved in a hearing. Written transcripts are available to intervenors and are posted on the Board's Web site within a day of a proceeding.

The third performance measure used by the Board is:

> *Extent to which the Board consults with target groups leading to collaboration on guides for public engagement*

The Northern Cooperation Plan (see also page 16) was championed by the Board and devised in collaboration with numerous agencies in preparation for a major natural gas pipeline through the Northwest Territories. A key component of the Cooperation Plan is the *Plan for Public Involvement* which ensures a coordinated effort in the regulatory review of applications and effective public participation within an efficient process.

The Board was also invited by the Canadian Association of Petroleum Producers to provide input for a guide for public involvement. This document is expected to be published in the fall of 2003.

3.4.4 Program and Results on Major Actions of 2002-2003

The Board identified a number of major actions for Goal 4 in its 2002-2003 RPP. These major actions and their results are discussed below:

1. Implement a public engagement program that meets the diverse needs of stakeholders.

In support of Goal 4, the Board's public engagement program was developed to promote the exchange of information and encourage dialogue among all stakeholders with regard to Board processes and programs.

Several initiatives implemented over the past year have been devised using the Board's principles of the public engagement. Examples include:

- Public participation options adopted in response to a growing number of intervenors participating in NEB hearings. These participation options promote an efficient process while providing more options for public involvement;
- A plain language set of directives for all Board documents, including a plain language hearing template for all Hearing Orders. This assists in creating more user-friendly documents that meet the needs of a diverse stakeholder group;
- The Appropriate Dispute Resolution program, which provides options for settling disputes as an addition to the Board's traditional regulatory process was developed. Implementation is planned during 2003-2004; and

- Issuance of a Memorandum of Guidance on Consultation with Aboriginal Peoples (March 2002), which clarifies the Board's role where the Crown may have an obligation to consult with Aboriginal peoples. In April 2002, the Board issued further guidance to regulated companies detailing the nature of information to be provided with applications where the proposed project has the potential to interfere with Aboriginal rights. In response to concerns expressed by other government departments and industry, the Board has put forward a straw model to NRCan and other federal departments. A decision on whether to proceed with the straw model approach should occur in the coming year.

The Public Engagement Program principles the Board has adopted also provided the framework for public participation in several Board initiatives throughout the year. This included consultation with representatives from industry, environmental groups, aboriginal peoples and landowners on initiatives such as the review of the Board's GFR and development of the Supply and Demand Report.

Internal capacity building in the area of public engagement has also continued at the Board with staff participating in training opportunities provided by the International Association of Public Participation (also known as IAP^2).

2. Implement a comprehensive communications strategy.

A multi-phase communications plan has been drafted for implementation Board-wide. It includes actions specific to supporting each of the Board's four goals. Work on several of the tactics identified in the plan began during the reporting year with full implementation expected in 2003-2004.

3. Adopt government standards of common look and feel on the Board's Web site.

Enhancements were made in conjunction with the launch of e-filing in an effort to meet the Government of Canada's common look and feel standards. With the work completed, the Board's Web site is now in compliance with these standards.

4. Continue to measure satisfaction with Board services, information and interaction.

The Board continues to measure and report stakeholder satisfaction levels, while seeking opportunities to further capture this information. With the adoption of a new high-level measure for Goal 4 last year, the Board began work on integrating indicators of success in its day to day practices. As a result, comments cards were created for insertion into certain Board publications. The post hearing survey has been refined to reflect the changes in information capture, and the process with which these surveys are administered has been revised. The challenge in this area has been to coordinate the efforts of the teams that provide services to stakeholders and to build on existing mechanisms to develop measurement tools and benchmark our progress in this area. Greater exploration for gathering results needs to continue to be pursued.

5. Integrate e-filing into the day to day processes of the Board

"E-filing", or electronic filing, provides efficiencies and accessibility in filing and viewing documents pertaining to regulatory matters by allowing stakeholders a convenient option with which to engage in the regulatory process. The Board continues to work towards integrating e-filing within its day to day operations. In the system's first year of operation, enhancements were implemented to tailor the program to meet the needs of end-users. During the reporting period, 4 657 documents were filed electronically. Enhancements will be ongoing in the future. The challenge faced by the Board in using this technology is a fundamental shift in the way the Board carries out its work. It will take time to educate people on the merits of e-filing. The Board will need to set a consistent example so that applicants and interveners will feel inclined to submit, file and view documents in this manner.

Section IV: Management Initiatives

4.1 Modern Comptrollership

The NEB sees the Modern Comptrollership initiative as a comprehensive framework around which to structure and focus management improvement activities. These activities are expected to result in an integrated corporate management agenda that will ultimately manifest in streamlined, effective and efficient management practices both to our employees and our external stakeholders, including regulated companies. Modern Comptrollership has given us an opportunity to collate these discrete actions and to take a more strategic approach to continuous management improvement and better decision-making.

Our Capacity Assessment was conducted using the Treasury Board Secretariat's Capacity Check tool applied by PriceWaterhouseCoopers between May and July 2002 with the final report being presented to our Ex Team (senior management committee) in October 2002. The Capacity Assessment results have been extremely useful in validating that the various management initiatives implemented in the past few years and currently underway are aligned with modern management practices and that we should continue our efforts in this regard. The strengths and opportunities for improvement have also helped us to evaluate and set our priorities to focus our efforts in an integrated manner.

Over the past two years the NEB has broadened the strategic planning process to develop performance indicators for our strategic goals. We currently have high-level indicators in place for all goals with an objective of having mid-level and low-level indicators available for all goals by 2005. In 2002-2003 we started tracking expenses in a manner that supports integrated financial and non-financial reporting and are ensuring that the performance measures developed include a mixture of financial performance indicators along with non-financial measures.

While risk management in some of our operational program areas has been in place for a number of years, a risk management regimen is still in the process of being fully integrated into our internal management agendas. During 2002-2003, the NEB has made some progress in integrating risk management into more of our management processes particularly in the information technology areas. This work has laid the groundwork for the full development of a risk management framework for the NEB, including the development of a corporate risk profile expected to be completed before the end of the 2003 calendar year.

Much effort was invested during the past fiscal year to achieve the re-design and implementation of new business processes around financial management at the NEB. By the end of March 2003, we had the financial management system for the NEB installed on the desktop of every cost centre manager in the organization and the responsibility for direct management of budgets and expenses residing with these managers. A secondary benefit of this implementation is the integration of functional specialists into the management decision-making processes throughout the organization – a portent of an evolved functional specialist role under modern comptrollership.

The NEB places high regard on supporting employees through the active demonstration and adherence to its values and ethics. Our capacity assessment report indicated that 'the NEB has seven value statements that are widely distributed and known as well as a code of conduct.' However, our Employee Opinion Survey, completed in November 2002, indicated that not all of the organizational values are considered successful. Actions are being taken to ensure that all values are demonstrated consistently throughout the Board.

4.2 Service Improvement Initiative

The Board laid the foundation for this initiative by developing measures for its success in this area. This was done in collaboration with numerous employees involved in different aspects of providing services to the public. Several workshops were held to consider current practices and to determine effective ways to measure client satisfaction. From there, processes for data collection were identified and prioritized.

The Board is now working toward benchmarking its performance in selected service areas and developing service standards that suit the needs of clients, while contributing to efficient work processes.

4.3 Government of Canada On-Line

The Internet will continue to play a significant role in providing Canadians with timely information and efficient services. With this in mind, the Board placed further efforts in the refinement of its e-filing system to assist in its integration into the day-to-day operations of the Board. A future technical conference has been planned for the Board to gather feedback from stakeholders who have filed documents using the e-filing system.

In addition, further enhancements were made to the Web site to ensure the accessibility of information to all Canadians including those with reduced vision, hearing or mobility. These developments were made based on the results of WATS (Web site accessibility testing service) and the recommendations that followed.

These enhancements will support a more user-friendly searching capability and will allow readers, used by those visually or hearing impaired, to provide more complete information.

4.4 Sustainable Development

The NEB promotes sustainable development on the basis of the generally accepted principle that sustainable development means "meeting the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs." This in turn requires integrating environmental, economic, and social considerations.

For example, Section 52 of the NEB Act states that the Board shall, in making its decisions on the issuance of certificates to construct pipelines, be "...satisfied that the pipeline is and will be required by the present and future public convenience and

necessity..." and that "...the Board shall have regard to all considerations that appear to it to be relevant..." including "any public interest that may be affected...". The Board typically assesses environmental, economic, market and social considerations in making decisions, as well as matters pertaining to safety.

The NEB has committed within its Environmental Policy to promote sound environmental decision-making throughout its activities, consistent with the principles of sustainable development. Furthermore, as a step toward sustainable development, the Board has continued in 2002-2003 with the implementation of its SEMS plans. SEMS is based on ISO 14001 principles. The system is used to set priorities, establish work plans, and promote continual improvement in achieving positive safety and environmental results.

The NEB discharges its responsibilities by the Market-Based Procedure for long-term gas exports and Fair Market Access tests for oil and electricity. The concept underlying these mechanisms is that efficient (competitive) markets will best ensure that the current and future needs of Canadians are met. Toward this end, the Board monitors energy markets and provides information on the current state and outlook for these markets in the form of Energy Market Assessments and notably, in the Board's periodic long-term outlook for Canadian energy supply and demand.

Implementing the principles of sustainable development is also illustrated through the NEB's daily activities. This includes the Board's participation in the Alberta Common Services Council Committee on Sustainable Development, a committee contributing toward the development of sustainable operating practices. Over the past eleven years Board staff have participated enthusiastically in the annual Calgary Transit Commuter Challenge, often winning in their corporate category.

4.5 Materiel Management, Procurement and Contracting

Where possible, the NEB purchases a portion of our supplies for its operations from aboriginal companies. Consistent with the Procurement Strategy for Aboriginal Business initiative, the NEB establishes annual performance targets and assesses and seeks out opportunities to increase the volume of these purchases. In 2002, the NEB surpassed its objective for the dollar value of contracts awarded by five percent.

4.6 Travel Policies

The NEB became a separate employer under the *Public Service Staff Relations Act* effective 31 December 1992 under Order in Council (P.C. 1992-2595). Through the OIC, personnel management, as defined by the *Financial Administration Act*, was delegated to the Chairman of the NEB. For unionized employees, the NEB has agreed to adopt the policies of the National Joint Council, as amended from time to time, as part of the conditions of employment.

4.7 Alternative Service Delivery

N/A

4.8 External Charging Information

Name of Fee Activity - Energy Regulation and Advice:

The NEB regulates in the public interest those areas of the oil, gas, non-hydrocarbon and electricity industries relating to:

- Construction and operation of pipelines;
- Construction and operation of international and designated interprovincial power lines;
- Transportation, tolls and tariffs of pipelines;
- Exports of oil, gas and electricity and imports of oil and gas; and
- Oil and gas activities on frontier lands not subject to a federal/provincial accord.

Fee Setting Authority:

The NEB External Charging is in accordance with sub-section 24.1 (1) of the NEB Act. As of 1 January 1991 under the NEB *Cost Recovery Regulations*, the Board recovers from the companies it regulates the cost of its operations. The Board has the delegated authority to determine what costs will be excluded from program expenditures for cost recovery purposes.

Table 5: External Charging Information

Fee Type	2002-2003 Actual Revenue ($000)	Estimated Full Cost to Provide Goods/Services ($000)
Regulatory Services	$ 35,727.7	$ 37,396.7
Right and Privilege	$ 1.0	$ ---
Other Goods and Services	$ 106.0	$ 106.0

Consultation and Analysis:

When the NEB Cost Recovery Liaison Committee (CRLC) was promulgated in July 1990, the composition of the committee ensured that there is one representative from each of the industry's major associations and groups. The CRLC meets four times per year. It was established for on-going consultation and communication regarding cost recovery methodology and regulations. Also, the CRLC provides an opportunity for the NEB to explain its financial statements and to discuss its anticipated expenditures. The Board's performance results are presented quarterly to the CRLC.

Service Standard:

The NEB has four goals to address safety, environment, economic efficiency and public engagement. Each goal has its own low, medium and high level performance measures.

Performance Results:

Performance indicators have been developed for each of the four goals. Under Goal 1, there has been steady improvement in the industry's safety performance in recent years. For example, the number of reportable incidents experienced in 2002-2003 was lower than in previous years; the disabling injury rate has decreased as compared to previous years; and landowner complaints have significantly decreased. However, the number of ruptures reported has increased from one rupture in each of 1999 and 2000, to two ruptures in 2001 and three in 2002.

Measures related to Goal 2 include evaluation of the environmental conditions that the NEB places upon facility approvals and number of major liquid hydrocarbon releases per year. For the first, the NEB has found that measuring the results of environmental conditions allows for continuous improvement in the clarity and effectiveness if its conditions. For the second, the NEB has a target of zero major releases per year – in the past two calendar years (2001 and 2002), one major release has occurred per year. The NEB is also working with various Canadian energy associations to identify appropriate environmental performance indicators for industry.

Under Goal 3, a key performance measure is evidence that Canadian energy markets are working well. A key indicator under this measure is that prices paid for natural gas in the domestic market are similar to the export market. This was the case during the reporting period. Another key indicator of economic efficiency is application processing times. In this case, the NEB strives to maintain or reduce its applications processing times.

Under Goal 4, the NEB tracks a number of performance measures. For example, in a recent survey, 92 percent of participants were either satisfied or very satisfied with NEB services.

Overall, the implementation of a comprehensive performance measurement system allows the Board to allocate resources more efficiently as we strive for continual improvement in delivery of our program.

Dispute Management Process:

The NEB has no formal dispute management process. In the event of a dispute related to external charging, the issue is directed to management for decision. If resolution is unsuccessful at this level, the issue is brought forward to the CRLC for discussion only. If it has been determined by management and the CRLC that the matter is not within the context of the NEB *Cost Recovery Regulations*, then the issue is forwarded to the Board for resolution.

Note 1: Additional external charging information is available at the NEB Web site at www.neb-one.gc.ca.

Note 2: The variance between the Actual Revenue and the Full Cost to provide the goods/services is a result of using two periods. That is, Revenue is based on a "calendar" year and Full Cost on the "fiscal" year. As stipulated in the *Cost Recovery Regulations*, program billing for the upcoming year accounts for adjustments in the preceding year. These adjustments allow the NEB to charge all identified recoverable regulatory costs to regulated companies.

Note 3: External charging means that all sources of non-tax revenue, whether generated in Canada or abroad, from persons or organizations external to the federal government. It does not include charges between departments or agencies listed in Schedule I, Schedule I.1, and Schedule II of the *Financial Administration Act*; all non-tax revenue related to the provision of regulatory services, rights & privileges, and other goods and services.

Does not include: revenues from fines and other penalties; foreign exchange gains (losses); investment income; recoverable contributions; proceeds from the sale of real property and other surplus assets; or refunds of prior year expenditures or PAYE adjustments.

Appendix A: Financial Information

Table 1: Summary of Voted Appropriations

Financial Requirements by Authority ($millions)				
		2002-2003		
Vote	National Energy Board	Planned Spending	Total Authorities	Actual
30	Operating Expenditures	30.2	32.8	31.2
(S)	Employees Benefit Plan (EBP)	4.3	4.2	4.2
Total National Energy Board		34.5	37.0	35.4

Table 2: Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending

Planned Spending versus Actual Spending ($millions)			
National Energy Board	2002-2003		
	Planned Spending	**Total Authorities**	**Actual**
FTEs	312.50	308.93	287.26
Operating	34.5	37.0	35.4
Capital	-	-	-
Voted Grants & Contributions	-	-	-
Total Gross Expenditures	34.5	37.0	35.4
Less:			
Respendable Revenues[1]	-	-	-
Total Net Expenditures	34.5	37.0	35.4
Other Revenues & Expenditures			
Non-respendable Revenues[2]	(35.2)	(35.2)	(35.9)
Cost of Services Provided by Other Departments	5.1	5.1	5.3
Total Cost of Program	4.4	6.9	4.8

1 These revenues were formerly called "Revenues Credited to the Vote."

2 These revenues were formerly called "Revenues Credited to the General Government Revenues (GGR)"

Table 3: Historical Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending

Planned versus Actual Spending by Business Line ($millions)					
			2002-2003		
	Actual 2000-01	Actual 2001-02	Planned Spending	Total Authorities	Actual
National Energy Board	30.6	33.0	34.5	37.0	35.4
Total	30.6	33.0	34.5	37.0	35.4

Table 4: Revenues

Non-respendable Revenues ($millions)					
			2002-2003		
	Actual 2000-01	Actual 2001-02	Planned Revenues	Total Authorities	Actual
National Energy Board	30.7	31.3	35.2	35.2	35.9
Total Non-respendable Revenues [1]	30.7	31.3	35.2	35.2	35.9

1 These revenues were formerly called "Revenues Credited to the General Government Revenues (GGR)".

Appendix B: Regulatory Initiatives

This table presents a summary of the regulatory initiatives currently in progress.

Regulatory Instrument	Expected Result
Processing Plant Regulations	Less prescriptive, more goal-oriented regulations for NEB-regulated facilities. More onus placed on companies for facility safety and increasing the importance of audits by the regulator. Regulation came into effect following Gazette Part II publication on 12 February 2003.
National Energy Board Pipeline Crossing Regulations, Parts I & II; and the *Damage Prevention Regulations*	Less prescriptive, more goal-oriented regulations for NEB-regulated facilities, to more effectively address safety in the proximity of pipelines.
National Energy Board Cost Recovery Regulations	Regulations that are considered to provide a fair distribution of the NEB's operational costs. Regulatory amendments came into effect following Gazette Part II publication on 6 November 2002.
Canada Oil and Gas Diving Regulations; Newfoundland Offshore Area Petroleum Diving Regulations; and *Nova Scotia Offshore Area Petroleum Diving Regulations*	Less prescriptive, more goal-oriented regulations for activities under the *Canada Oil and Gas Operations Act.* To mirror regulations under the Accord Implementation Acts. Updated and harmonized regulations for diving activities in support of oil and gas programs in frontier lands.
Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations; Newfoundland Offshore Area Oil and Gas Drilling and Production Regulations; and *Nova Scotia Offshore Area Oil and Gas Drilling and Production Regulations*	Amalgamation of *Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations* and *Canada Oil and Gas Drilling Regulations.* Updated and streamlined administration.
Onshore Pipeline Regulations, 1999	Modifications to the existing Regulations arising from experience and authority gained on pressure vessels and pressure piping matters.
Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations	Updated regulations to conform with the *Canada Occupational Safety and Health Regulations* under the *Canada Labour Code.*
Omnibus Changes to Frontier Regulations	Incorporation of recommendations made by the Standing Joint Committee for the Scrutiny of Regulations on numerous regulations under the COGO Act and under the Accord Implementation Acts. The Canada version was published in Canada Gazette Part II on 8 May 2002.

Regulatory Instrument	Expected Result
Canada Oil and Gas Certificate of Fitness Regulations; the *Nova Scotia Offshore Certificate of Fitness Regulations; and the Newfoundland Offshore Certificate of Fitness Regulations*	Updated regulations to include an additional certifying authority and definitions for onshore and offshore areas. The Canada version was published in Canada Gazette Part II on 12 March 2003.
Canada Offshore Oil and Gas Installation Manager Regulations; Newfoundland Offshore Oil and Gas Installation Manager Regulations; and *Nova Scotia Offshore Oil and Gas Installation Manager Regulations*	New regulations that are acceptable to the accord area provinces regarding qualification of Offshore Installation Manager.

Appendix C: Regulatory Reporting

The following two tables present a summary of NEB Public Hearings and Non-Hearing Applications from 1 April 2002 to 31 March 2003:

Oral Hearings	Results	Outcomes
Cedars Rapids Transmission Co. (EH-1-2002)	Hearing held on 26 and 27 March in Dorval, QC. Decision issued on 6 June 2002.	Approved the replacement of 71 kilometres of an existing 72.8 kilometre international power line from Les Cèdres generating station in Quebec to a connecting point located in Cornwall. Also approved Cedars Rapids' request to reconstruct the power line at 230 kilovolts and to operate it at 120 kilovolts.
TransCanada PipeLines Limited (RH-4-2001)	Hearing held from 27 February to 4 April in Calgary, AB. Decision issued on 21 June 2002.	Denied TransCanada's application to establish the company's fair return by using a new approach, after tax weighted average cost of capital, and affirmed the use of the formula established in the multi-pipeline cost of capital proceeding (RH-2-94). Approved an increase in the equity component of TransCanada's capital structure.
Province of New Brunswick (MH-2-2002)	Hearing held from 15 to 30 July in Fredericton, NB. Decision issued on 19 September 2002.	Denied a request that the Board establish rules which would apply when it considers applications for short-term export orders for incremental supplies of Scotian offshore natural gas if those supplies cannot meet both domestic and export requests for service. The Board decided that it must enhance its monitoring efforts of gas markets in Maritime Canada.
Westcoast Energy Inc. (GH-2-2002)	Hearing held from 25 to 27 June in Chetwynd, BC. Decision issued on 14 November 2002.	Approved the construction of approximately 109.5 kilometres of natural gas pipeline extending the Grizzly Raw Gas Transmission System and a five kilometre pipeline lateral from a well site in British Columbia to a tie-in point on the proposed Grizzly Extension Pipeline.
Maritimes & Northeast Pipelines Management Ltd. (GH-3-2002)	Hearing held from 30 September to 7 October in Saint John, NB. Decision issued on 5 December 2002.	Approved the construction of one custody transfer meter station and two compressor stations in Nova Scotia and two compressor stations in New Brunswick.

Oral Hearings	Results	Outcomes
Sumas Energy 2, Inc. (EH-1-2000)	Hearing on preliminary motions held from 18 to 23 October in Abbotsford, BC. Decision rendered on 9 December 2002. Hearing on the application will commence on 26 May 2003.	The Board decided that it will consider the environmental effects in Canada of the gas-fired power plant to be constructed in Sumas Washington. Application to construct an 8.5 kilometre (5.3 mile) 230 kilovolt international power line from Sumas, Washington and crossing the international boundary near Abbotsford.
Westcoast Energy Inc. (GH-1-2002)	Hearing held from 8 and 9 July in Abbotsford, BC and from 30 September to 9 October in Chilliwack and Williams Lake, BC. Decision issued on 28 January 2003.	Approved the construction of approximately 55 kilometres natural gas pipeline in six loop segments along the route of the existing Southern Mainline. Also approved upgrades and construction of additional facilities at several compressor stations and install metering facilities at its Huntingdon Meter Station at the Canada/United States border.
New Brunswick Power Corporation (EH-1-2003)	Hearing held on 24 March in Saint John, New Brunswick. Decision Pending.	Application to construct and operate a 95.5 kilometre, 345 kilovolt, international power line from the existing transmission terminal at the Point Lepreau Generating Station to a point on the Maine-New Brunswick border west of St. Stephen, NB.
Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GH-4-2001)	Joint Review Panel. Hearing held from 24 February to 19 March in Sidney, BC. Decision Pending.	Application to construct approximately 60 kilometres of pipeline, with 44 kilometres offshore and 16 kilometres onshore. It would extend from a point on the Canada-US border in Boundary Pass to an interconnection with the existing Centra Gas British Columbia Inc. pipeline at a point west of Shawnigan Lake, south of Duncan. The proposed project is a joint undertaking by BC Hydro and Williams Gas Pipeline Company.
TransCanada PipeLines Limited (RH-1-2002)	Hearing held from 26 February to 16 May in Calgary, AB. Decision Pending.	Application for approval of tolls for transportation services on the Mainline system for the year 2003.

Non-Hearing Applications and Other Matters	Number of Decisions
Electricity Matters	72
Frontier Matters	95
Natural Gas Matters	183
Natural Gas Liquids Matters	117
Oil Matters	78
Pipeline Matters	344
Traffic, Tolls and Tariff Matters	9
Other Matters	52

Appendix D: Legislation Administered

Acts

National Energy Board Act
Canada Labour Code, Part II
Canada Oil and Gas Operations Act
Canada Petroleum Resources Act
Canadian Environmental Assessment Act
Energy Administration Act
Mackenzie Valley Resource Management Act
Northern Pipeline Act

Regulations and Orders Pursuant to the *National Energy Board Act*

Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations
National Energy Board Act Part VI (Oil and Gas) Regulations
National Energy Board Cost Recovery Regulations
National Energy Board Electricity Regulations
National Energy Board Export and Import Reporting Regulations
National Energy Board Order No. MO-62-69
National Energy Board Pipeline Crossing Regulations, Part I
National Energy Board Pipeline Crossing Regulations, Part II
General Order No. 1 Respecting Standard Conditions for Crossings by Pipelines
General Order No. 2 Respecting Standard Conditions for Crossings of Pipelines
National Energy Board Processing Plant Regulations
National Energy Board Rules of Practice and Procedure, 1995
National Energy Board Substituted Service Regulations
Oil Pipeline Uniform Accounting Regulations
Oil Product Designation Regulations
Onshore Pipeline Regulations, 1999
Pipeline Arbitration Committee Procedure Rules, 1986
Power Line Crossing Regulations
Proclamation Extending the Application of Part VI of the Act to Oil (May 7, 1970)
Regulations amending the *National Energy Board Cost Recovery Regulations*
SOR/2002-375, 21 October 2002.
Section 58 Streamlining Order XG/XO-100-2002
Toll Information Regulations

Guidelines and Memoranda of Guidance pursuant to the *National Energy Board Act*

Adherence to Environmental Information Requirements under the Board's Guidelines for Filing Requirements (23 December 1997)
Consultation with Aboriginal Peoples: National Energy Board Memorandum of Guidance, (4 March 2002)
Filing of Supply Information in Compliance with the Board's Part VI (Oil and Gas) Regulations (16 May 1997)
Filing Procedures for Section 104 Right of Entry Order Applications (27 October 1999)

Financial Regulatory Audit Policy of the National Energy Board (23 February 1999)
Guidance Notes for the Onshore Pipeline Regulations, 1999 (7 September 1999)
Guidelines for Filing Requirements (22 February 1995)
Guidelines for Negotiated Settlement of Traffic, Tolls and Tariffs (12 June 2002)
Guidelines Respecting the Environmental Information to be Filed by Applicants for Authorization to Construct and Operate Gas Processing and Straddle Plants, Liquid Natural Gas (LNG) Plants and Terminals, Natural Gas Liquids (NGL), Liquid Propane Gas (LPG) and Butane Plants and Terminals, under Part III of the *National Energy Board Act* (26 June 1986)
Investigative Digs and Related Pipeline Repairs/Replacements (28 February 2002)
Memorandum of Guidance – Electronic Filing, National Energy Board Rules of Practice and Procedure, 1995 (21 March 2002)
Memorandum of Guidance - Concerning Full Implementation of the September 1988 Canadian Electricity Policy (Revised 26 August 1998)
Memorandum of Guidance - Fair Market Access Procedure for the Licensing of Long-term Exports of Crude Oil and Equivalent (17 December 1997)
Memorandum of Guidance - Regulation of Group 2 Companies (6 December 1995)
Memorandum of Guidance - Retention of Accounting Records by Group 1 Companies Pursuant to Gas/Oil Pipeline Uniform Accounting Regulations (30 November 1994)
Memorandum of Guidance - Financial Information Submitted to the National Energy Board by Group 1 Pipeline Companies (6 December 2001)
National Energy Board Expected Elements for Emergency Preparedness and Response Programs (24 April 2002)
Performance Measures filed as part of Year-end Quarterly Surveillance Reports (26 January 1996)

Regulations Pursuant to the Canada Oil and Gas Operations Act

Canada Oil and Gas Certificate of Fitness Regulations
Canada Oil and Gas Diving Regulations
Canada Oil and Gas Drilling Regulations
Canada Oil and Gas Geophysical Operations Regulations
Canada Oil and Gas Installations Regulations
Canada Oil and Gas Operations Regulations
Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations
Oil and Gas Spills and Debris Liability Regulations

Guidelines and Guidance Notes pursuant to the *Canada Oil and Gas Operations Act*

Guidance Notes for Applicant - Applications for Declaration of Significant Discovery and Commercial Discovery
Guidance Notes for the *Canada Oil and Gas Drilling Regulations*
Guidance Notes for the *Canada Oil and Gas Diving Regulations*
Guidelines Respecting Physical Environmental Programs during Petroleum Drilling and Production Activities on Frontier Lands
Offshore Waste Treatment Guidelines

Regulations Pursuant to the Canada Petroleum Resources Act

Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations
Frontier Lands Registration Regulations

Regulations Pursuant to the Canadian Environmental Assessment Act

Comprehensive Study List Regulations
Exclusion List Regulations
Federal Authorities Regulations
Inclusion List Regulations
Law List Regulations
Projects Outside Canada Environmental Assessment Regulations
Regulations Respecting the Co-ordination by Federal Authorities of Environmental Assessment Procedures and Requirements

Regulations Pursuant to the *Canada Labour Code, Part II*

Canada Occupational Safety and Health Regulations
Oil and Gas Occupational Safety and Health Regulations
Safety and Health Committees and Representatives Regulations

Regulations Pursuant to the Mackenzie Valley Resources Management Act

Exemption List Regulations
Mackenzie Valley Land Use Regulations
Preliminary Screening Requirement Regulations

Regulations Pursuant to the *Northern Pipeline Act*

Northern Pipeline Notice of Objection Regulations
Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for Northern British Columbia
Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for the Province of Alberta
Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for the Province of Saskatchewan
Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for Southern British Columbia
Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for the Swift River Portion of the Pipeline in the Province of British Columbia
Order Designating the Minister for International Trade as Minister for Purposes of the Act
Transfer of Duties, in Relation to the Pipeline, of Certain Ministers under Certain Acts to the Member of the Queen's Privy Council for Canada Designated as Minister for Purposes of the Act
Transfer of Duties, in Relation to the Pipeline, of the National Energy Board under Parts I, II and III of the *Gas Pipeline Regulations* to the Designated Minister for Purposes of the Act

Transfer of Powers, Duties and Functions (Kluane National Park Reserve Lands) Order
Transfer of Powers, Duties and Functions (Territorial Lands) Order

Regulations Pursuant to the Territorial Lands Act and the Public Lands Grant Act

Canada Oil and Gas Land Regulations

Appendix E: Cooperation with Others

The National Energy Board co-operates with other agencies to reduce regulatory overlap and provide more efficient regulatory services.

Alberta Energy and Utilities Board (EUB)

The NEB has a Memorandum of Understanding (MOU) with the EUB for pipeline incident response. The agreement provides for mutual assistance and a faster and more effective response by both boards to pipeline incidents in Alberta. The NEB and the EUB maintained their commitment to using the common reserves database for oil and gas reserves in Alberta. Both boards are committed to developing more efficient methods for maintaining estimates of reserves and to exploring other opportunities for co-operation. Currently the Boards are working on a new assessment of gas resources in Alberta. The NEB and the EUB organized, planned and jointly hosted the 2003 CAMPUT conference "Market in Transition – The Changing Face of Regulation" (see CAMPUT below).

British Columbia Ministry of Energy and Mines (BCMEM)

The NEB and BCMEM maintained their commitment to using a common reserves database for oil and gas reserves in British Columbia. Both boards are committed to developing more efficient methods for maintaining estimates of reserves and to exploring other opportunities for co-operation.

Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB) and Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (C-NSOPB)

The Chairs of the NEB, the C-NOPB and the C-NSOPB, together with executives from the Newfoundland and Labrador and Nova Scotia Departments of Energy and NRCan, form the Oil and Gas Administrators Advisory Council (OGAAC). The OGAAC membership discusses and decides on horizontal issues affecting their respective organizations to ensure convergence and collaboration on oil and gas exploration and production issues across Canada. The NEB, C-NOPB and C-NSOPB staff also work together to review, update and amend regulations and guidelines affecting oil and gas activities on Accord Lands. The NEB staff also provides technical expertise to NRCan, C-NOPB and C-NSOPB on technical matters of mutual interest, such as reservoir assessment, occupational safety and health, diving, drilling and production activities.

Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals (CAMPUT)

CAMPUT is a non-profit organization of federal, provincial and territorial boards and commissions which are responsible for the regulation of the electric, water, gas and pipeline utilities in Canada. Members sit on the executive committee of the association, promoting the education and training of members and staff of public utility tribunals. The NEB also provides staff support to CAMPUT by providing information and assisting in conference organization.

Canadian Environmental Assessment Agency (CEAA)

NEB staff are actively engaged with CEAA matters, participating in CEAA's Senior Management Committee and acting as an observer on the Regulatory Advisory Committee. This involvement ensures effective co-ordination of regulatory responsibilities relating to environmental assessments.

Comisión Reguladora de Energía (CRE) of Mexico

Staff at the NEB and CRE maintain an ongoing informal relationship, sharing regulatory experiences and information on North American energy markets. Both organizations are committed to continuing and strengthening this relationship, which includes inter-agency staff visits.

Co-operation on the Environmental Impact Assessment and Regulatory Review of a Northern Gas Pipeline Project through the Northwest Territories

In 2002, the NEB, in collaboration with the boards and agencies responsible for environmental impact assessment and regulatory review of a major natural gas pipeline through the Northwest Territories, issued a "Cooperation Plan". The Plan describes how the agencies propose to coordinate their activities to ensure an efficient, flexible and timely process that reduces duplication and enhances public and northern participation in the review of a major pipeline application. The NEB's partners in the Plan include the Mackenzie Valley Land and Water Board, the Sahtu and Gwich'in Land and Water Boards, the NWT Water Board, the Mackenzie Valley Environmental Impact Review Board, the Environmental Impact Screening Committee and the Environmental Impact Review Board for the Inuvialuit Settlement Region, the Inuvialuit Game Council, the Inuvialuit Land Administration, the Canadian Environmental Assessment Agency, the Department of Indian Affairs and Northern Development, and observers from the Deh Cho First Nation, the Government of the Northwest Territories, and the Government of Yukon.

Human Resources Development Canada (HRDC)

The NEB has an MOU with HRDC to administer the *Canada Labour Code* for NEB-regulated facilities and activities and to co-ordinate these safety responsibilities under the COGO Act and the NEB Act. The NEB also participated in an HRDC client satisfaction survey.

Mackenzie Valley Environmental Impact Review Board (MVEIRB)

In late 2000, the NEB and the MVEIRB signed a joint MOU to establish a co-operative framework for environmental impact assessment in the Mackenzie Valley. In the case of transboundary pipeline project, the NEB has responsibilities under both the Mackenzie Valley Resource Management Act and the CEA Act. This MOU facilitates the co-operation of two boards to reduce duplication and increase effectiveness of the environmental review process.

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

Board members regularly participate in meetings of the U.S. NARUC, particularly with respect to developments in U.S. gas markets that may affect cross-border trade in natural gas.

Natural Resources Canada (NRCan)

In 1996, the NEB signed an MOU with NRCan to reduce duplication and increase co-operation between the agencies. This MOU covers items such as data collection, the enhancement of energy models and special studies. The MOU was renewed in January 2000.

Northern Pipeline Agency (NPA)

The NEB provides technical and administrative assistance to the NPA, which, under the Northern Pipeline Act, has primary responsibility for overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Natural Gas Transportation System by Foothills Pipe Lines Ltd.

Pipeline Technical Regulatory Authorities of Canada Council (PTRACC)

The NEB chairs a staff committee of federal and provincial technical regulators. PTRACC meets regularly throughout the year to discuss pipeline safety and environmental initiatives.

Transportation Safety Board of Canada (TSB)

While the NEB has exclusive responsibility for regulating the safety of oil and gas pipelines under federal jurisdiction, it shares the responsibility for investigating pipeline incidents with the TSB. The roles and responsibilities of each body with regard to pipeline accident investigations are outlined in a MOU between the two boards.

U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

NEB and FERC executives maintain a regular dialogue on their respective regulatory experiences and exchange information available in the public domain in order to keep one another informed about current and upcoming issues which may affect both organizations, and to mutually benefit from knowledge about best regulatory practices.

Yukon Territory Department of Economic Development (YDED)

The NEB continues to work with Yukon officials to facilitate the transfer of oil and gas regulatory responsibilities in accordance with the Yukon Accord Implementation Agreement. The Board provides expert technical advice to the YDED.

Appendix F: Organization and Contacts

The Board is structured into five business units, reflecting major areas of responsibility: Applications; Commodities; Operations; Corporate Services and Information Management. In addition, the Executive Office includes three teams that provide specialized services: Legal Services, Professional Leadership and Regulatory Services. The reporting structure to the Chairman & CEO is as follows:

NEB Organizational Structure

Business Unit Descriptions

Applications

The Applications Business Unit is responsible for processing and assessing most regulatory applications submitted under the NEB Act. These fall primarily under Parts III and IV of the NEB Act, corresponding to facilities and tolls and tariffs applications. It is

also responsible for other matters such as the financial surveillance and financial audits of companies under the Board's jurisdiction and for addressing landowner concerns. The Business Leader of Applications is accountable for this Unit.

Commodities

The Commodities Business Unit is responsible for energy industry and marketplace surveillance, including the outlook for the demand and supply of energy commodities in Canada, updating guidelines, and regulations relating to energy exports as prescribed by Part VI of the NEB Act. It is also responsible for assessing and processing applications for oil, natural gas and electricity exports, and for the construction and operation of interprovincial and international electric power lines. The Business Leader of Commodities is accountable for this Unit.

Operations

The Operations Business Unit is accountable for safety and environmental matters pertaining to facilities under the NEB Act, the COGO Act and the CPR Act. It conducts safety and environmental inspections and audits, investigates incidents, monitors emergency response procedures, regulates the exploration, development and production of hydrocarbon resources in non-accord frontier lands, and develops regulations and guidelines with respect to the above. The Business Leader of Operations is accountable for this Unit.

Corporate Services

The Corporate Services Business Unit provides those services necessary to assist the Board in its management of human, materiel and financial resources. Its responsibilities include corporate policy and planning activities, materiel and facilities management, staffing, training, compensation and benefits, procurement, inventory control, physical security and union/management activities. The Business Leader of Corporate Services is accountable for this Unit.

Information Management

The Information Management Business Unit is responsible for developing and implementing an information management strategy for the Board and distributing the information required by internal and external stakeholders. Its responsibilities include internal and external communications, library services, corporate records management, mail services, access to information, document production services, and Board-wide computer services. The Business Leader of Information Management is accountable for this Unit.

Executive Office

The Executive Office is responsible for the Board's overall capability and readiness to meet strategic and operational requirements including legal advice for both regulatory and management purposes, maintaining and enhancing technical expertise within the Board in the economic, environmental and engineering fields, and hearing administration and regulatory support.

Contact Information

For further information about the National Energy Board, contact:

National Energy Board
444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

Telephone: (403) 292-4800
Facsimile: (403) 292-5503
Web site: www.neb-one.gc.ca

Key Contacts as of 31 March 2003

Kenneth W. Vollman	Chairman
Jean-Paul Théorêt	Vice-Chairman
Gaétan Caron	Chief Operating Officer
Sandy Harrison	Business Leader, Applications
Terry Rochefort	Business Leader, Commodities
John McCarthy	Business Leader, Operations
Valerie Katarey	Business Leader, Corporate Services
Byron Goodall	Business Leader, Information Management
Judith Hanebury	General Counsel
Michel Mantha	Secretary of the Board
Peter Schnell	Team Leader, Finance

BUDGET DES DÉPENSES

Office national de l'énergie

Rapport sur le rendement

Pour la période se terminant
le 31 mars 2003

Canada

Les documents budgétaires

Chaque année, le gouvernement établit son Budget des dépenses, qui présente l'information à l'appui des autorisations de dépenser demandées au Parlement pour l'affectation des fonds publics. Ces demandes d'autorisations sont présentées officiellement au moyen d'un projet de loi de crédits déposé au Parlement.

Le Budget des dépenses du gouvernement du Canada est divisé en plusieurs parties. Commençant par un aperçu des dépenses totales du gouvernement dans la Partie I, les documents deviennent de plus en plus détaillés. Dans la Partie II, les dépenses sont décrites selon les ministères, les organismes et les programmes. Cette partie renferme aussi le libellé proposé des conditions qui s'appliquent aux pouvoirs de dépenser qu'on demande au Parlement d'accorder.

Le *Rapport sur les plans et les priorités* fournit des détails supplémentaires sur chacun des ministères ainsi que sur leurs programmes qui sont principalement axés sur une planification plus stratégique et les renseignements sur les résultats escomptés.

Le Rapport sur le rendement met l'accent sur la responsabilisation basée sur les résultats en indiquant les réalisations en fonction des prévisions de rendement et les engagements à l'endroit des résultats qui sont exposés dans le *Rapport sur les plans et les priorités*.

Le Budget des dépenses, de même que le budget du ministre des Finances, sont le reflet de la planification budgétaire annuelle de l'État et de ses priorités en matière d'affectation des ressources. Ces documents, auxquels viennent s'ajouter par la suite les Comptes publics et les rapports ministériels sur le rendement, aident le Parlement à s'assurer que le gouvernement est dûment comptable de l'affectation et de la gestion des fonds publics.

©Ministre des Travaux publics et Services gouvernementaux Canada — 2003

Ce document est disponible en médias substituts sur demande.

Ce document est disponible sur le site Web du SCT à l'adresse suivante :
www.tbs-sct.gc.ca.

En vente au Canada chez votre libraire local ou par la poste auprès des
Éditions du gouvernement du Canada – TPSGC
Ottawa, Canada K1A 0S9

Nº de catalogue BT31-4/7-2003
ISBN 0-660-62413-3

Avant-propos

Au printemps 2000, la présidente du Conseil du Trésor a déposé au Parlement le document intitulé *Des résultats pour les Canadiens et les Canadiennes : Un cadre de gestion pour le gouvernement du Canada*. Ce document expose clairement les mesures qu'entend prendre le gouvernement pour améliorer et moderniser les pratiques de gestion des ministères et organismes fédéraux.

En ce début de millénaire, l'approche utilisée par le gouvernement pour offrir ses programmes et services aux Canadiens et aux Canadiennes se fonde sur quatre engagements clés en matière de gestion. Tout d'abord, les ministères et les organismes doivent reconnaître que leur raison d'être est de servir la population canadienne et que tous leurs programmes, services et activités doivent donc être « axés sur les citoyens ». Deuxièmement, le gouvernement du Canada s'engage à gérer ses activités conformément aux valeurs les plus élevées de la fonction publique. Troisièmement, dépenser de façon judicieuse, c'est dépenser avec sagesse dans les secteurs qui importent le plus aux Canadiens et aux Canadiennes. En dernier lieu, le gouvernement du Canada entend mettre l'accent sur les résultats, c'est-à-dire sur les impacts et les effets des programmes.

Les rapports ministériels sur le rendement jouent un rôle de premier plan dans le cycle de planification, de suivi, d'évaluation ainsi que de communication des résultats, par l'entremise des ministres, au Parlement et aux citoyens. Les ministères et les organismes sont invités à rédiger leurs rapports en appliquant les principes pour l'établissement des rapports publics sur le rendement efficaces (voir le *Guide pour la préparation des rapports ministériels sur le rendement 2003* : http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/02-03/guidance/gl-ld_f.asp). Selon ces derniers, un rapport ne peut être efficace que s'il présente un tableau du rendement qui soit non seulement cohérent et équilibré mais bref et pertinent. Un tel rapport doit insister sur les résultats - soit les avantages dévolus aux Canadiens et aux Canadiennes et à la société canadienne - et il doit refléter ce que l'organisation a pu contribuer à ces résultats. Il doit mettre le rendement du ministère en contexte ainsi que décrire les risques et les défis auxquels le ministère a été exposé en répondant aux attentes sur le rendement. Le rapport doit aussi souligner les réalisations obtenues en partenariat avec d'autres organisations gouvernementales et non-gouvernementales. Et comme il est nécessaire de dépenser judicieusement, il doit exposer les liens qui existent entre les ressources et les résultats. Enfin, un tel rapport ne peut être crédible que si le rendement décrit est corroboré par la méthodologie utilisée et par des données pertinentes.

Par l'intermédiaire des rapports sur le rendement, les ministères et organismes visent à répondre au besoin croissant d'information des parlementaires, des Canadiens et des Canadiennes. Par leurs observations et leurs suggestions, les parlementaires et les autres lecteurs peuvent contribuer grandement à améliorer la qualité de ces rapports. Nous invitons donc tous les lecteurs à évaluer le rapport sur le rendement d'une institution gouvernementale en se fondant sur les principes établis et à lui fournir des commentaires en vue du prochain cycle de planification et de rendement.

Le présent rapport peut être consulté sur le Site web du Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada à l'adresse suivante : http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/dprf.asp

Les observations ou les questions peuvent être adressées à :
Direction de la gestion axée sur les résultats
Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada
L'Esplanade Laurier
Ottawa (Ontario) K1A 0R5
OU à : rma-mrr@tbs-sct.gc.ca

Office national de l'énergie

National Energy Board

Rapport sur le rendement

Pour le période se terminant le 31 mars 2003

Kenneth W. Vollman
Président
Office national de l'énergie

L'honorable Herb Dhaliwal, C.P. et député
Ministre des Ressources naturelles

Table des matières

Partie I : Message du président **1**

Partie II : Contexte de fonctionnement de l'organisme **4**

2.1 Mandat et contexte de réglementation 4
2.2 Cadre de fonctionnement 5
2.3 Cadre des résultats 7
2.4 Dépenses de l'organisme 8

Partie III : Réalisations sur le plan du rendement **9**

3.1 But 1 9
3.2 But 2 14
3.3 But 3 19
3.4 But 4 27

Partie IV : Initiatives de gestion **33**

4.1 Fonction moderne de contrôleur 33
4.2 Amélioration de la prestation des services 34
4.3 Gouvernement du Canada branché 34
4.4 Développement durable 35
4.5 Gestion du matériel, approvisionnement et adjudication de contrats 35
4.6 Politique concernant les voyages 36
4.7 Diversification des modes de prestation des services 36
4.8 Information sur la tarification externe 36

Annexe A : Information financière **39**

Annexe B : Initiatives de réglementation **41**

Annexe C : Compte rendu des activités de réglementation **43**

Annexe D : Lois appliquées **46**

Annexe E : Coopération avec d'autres organismes **50**

Annexe F : Structure organisationnelle et personnes-ressources **54**

Liste des figures

Figure 1 : Cadre de la gestion axée sur les résultats 8
Figure 2 : Incidents pipeliniers et ruptures, 1994 – 2002 10
Figure 3 : Rejets importants par tranche de 1 000 km de pipeline 16
Figure 4 : Plaintes des propriétaires fonciers pendant l'exploitation 17
Figure 5 : Prix du gaz naturel sur le marché intérieur et prix à l'exportation 20
Figure 6 : Prix du pétrole brut à Edmonton et prix à l'exportation 21
Figure 7 : Comparaison des prix de l'électricité sur le marché résidentiel 21
Figure 8 : Indice Sumas minoré du prix de base en vigueur à la station 2, comparé au coût du transport par Westcoast 22
Figure 9 : Indice Dawn minoré du prix de base de l'Alberta, comparé au coût du transport par TCPL 22
Figure 10 : Délai de traitement moyen des demandes visant des installations n'exigeant pas la tenue d'une audience (article 58) 23
Figure 11 : Délai de traitement moyen des demandes de permis d'exportation d'électricité n'exigeant pas la tenue d'une audience 24
Figure 12 : Résultats des sondages postérieurs aux audiences 28

Liste des tableaux

Tableau 1 : Responsabilités de l'ONÉ 5
Tableau 2 : Ressources utilisées 8
Tableau 3 : Indicateurs de rendement des sociétés réglementées par la LOPC au regard de la sécurité 11
Tableau 4 : Rejets importants dans l'environnement pendant l'exploitation 16
Tableau 5 : Information sur la tarification externe 37

Partie I : Message du président

J'ai le plaisir de présenter le *Rapport sur le rendement de l'ONÉ* de l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) pour la période se terminant le 31 mars 2003.

L'Office a pour principales attributions de réglementer les gazoducs, oléoducs et productoducs interprovinciaux et internationaux, les lignes internationales de transport d'électricité et les exportations d'énergie. Il surveille le fonctionnement des marchés énergétiques et en fait rapport au gouvernement et au public. Il réglemente également les aspects sécurité, environnement et conservation des activités d'exploration et de mise en valeur des sources d'énergie sur les terres fédérales du Nord et en territoire marin lorsqu'il n'existe pas d'ententes particulières avec une province ou un territoire.

Au cours des dernières années, l'Office s'est doté d'un cadre d'évaluation qui épouse les principes de reddition de comptes qui sont mis de l'avant dans le rapport *Le rendement du Canada 2002*. Notre rapport s'articule autour de quatre buts généraux, qui énoncent ce que nous tentons d'accomplir en tant qu'organisation. Nos stratégies et nos grandes interventions sont conçues pour nous rapprocher de ces buts et nous avons mis au point des critères de mesure du rendement afin de suivre les progrès accomplis. Parfois la voie du succès passe par des détours, et nous avons indiqué les cas où il a fallu nous adapter et apporter des changements pour garder le cap.

Notre premier but concerne la sécurité des installations réglementées par l'ONÉ. L'Office joue un rôle important à cet égard en s'assurant qu'un cadre réglementaire qui encourage les entreprises à maintenir, voire à améliorer, leur rendement, est en place et qu'il correspond aux attentes des citoyens. L'Office fait des vérifications pour s'assurer que les sociétés évaluent et prennent en main tous les risques associés à la construction et à l'exploitation de leurs installations pipelinières. Ces vérifications passent par un programme complet d'inspections, de vérification des systèmes de gestion et d'enquêtes sur les incidents.

Après trois années marquées par une seule rupture par an, l'industrie a connu deux ruptures en 2001 et trois ruptures en 2002. L'Office s'est donné pour objectif *Zéro rupture par an* sur les pipelines réglementés par lui. L'Office travaille en étroite collaboration avec le Bureau de la sécurité des transports (BST) afin d'en déterminer les causes. Nous avons également amorcé une nouvelle enquête sur les ruptures et leurs causes, afin d'établir notamment si les défaillances à l'origine des ruptures n'auraient pas pu être détectées au moyen de la meilleure technologie d'inspection en canalisation disponible. Nous sommes par ailleurs heureux de constater qu'en 2002 on a signalé un tiers moins d'incidents par rapport à l'année précédente.

Durant la période visée par le rapport, l'Office a continué de porter son attention sur les progrès accomplis relativement à son deuxième but : la protection de l'environnement. Nous sommes maintenant en mesure d'évaluer rigoureusement l'efficacité des conditions environnementales dont sont assorties nos autorisations visant des installations. En 2002, 94 % des conditions pour lesquelles nous avons pu obtenir un résultat ont atteint l'objectif souhaité à l'égard de la protection de l'environnement. Nous avons également

commencé à établir des comparaisons entre les sociétés réglementées par l'Office et celles qui sont réglementées par l'Office of Pipeline Safety des États-Unis, l'Energy and Utilities Board de l'Alberta et le Conservation of Clean Air & Water in Europe (CONCAWE) sur la base de la fréquence et du volume de rejets importants d'hydrocarbures. D'après les résultats préliminaires, le rendement des sociétés réglementées par l'ONÉ est comparable à celui des autres agences mentionnées.

Notre troisième but vise à faire en sorte que les Canadiens profitent de l'efficience économique. Un indicateur clé de rendement est que les prix payés pour le gaz naturel sur le marché intérieur soient comparables à ceux du marché d'exportation. Or cela a été le cas durant la période visée. Dans le cadre de ses activités de surveillance, l'Office a publié un rapport sur le fonctionnement du marché canadien du gaz naturel et un autre sur les perspectives de la capacité d'approvisionnement en gaz naturel du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Selon ces rapports, il est probable que, malgré l'existence de niveaux élevés de forage, la production de gaz naturel classique n'augmentera pas ou diminuera légèrement dans un proche avenir. De nouvelles sources d'approvisionnement seront nécessaires à partir de sources pionnières et non classiques.

Pour mettre en valeur des ressources en régions pionnières, les sociétés doivent obtenir les autorisations nécessaires auprès de plusieurs instances, qui chacune ont un mandat bien précis. L'ONÉ a travaillé en étroite collaboration avec douze offices et organismes ayant compétence dans le Nord en vue d'établir le *Plan de coopération concernant l'évaluation des répercussions environnementales et l'examen réglementaire d'un éventuel projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest* (juin 2002). L'Office s'est également associé à l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers en vue de mettre en place un examen à guichet unique du projet de mise en valeur du gaz marin Deep Panuke dans le bassin Néo-Écossais.

L'Office a également fait sien le concept de la « réglementation intelligente », ce qui signifie de consacrer nos ressources aux questions qui intéressent le plus les Canadiens, tout en simplifiant la démarche de réglementation. Nous continuerons donc de collaborer avec tous les organismes fédéraux, provinciaux et régionaux en vue d'améliorer l'efficacité et l'efficience de nos processus d'approbation réglementaires. En réponse à l'augmentation des délais de traitement observée en 2001 et 2002, nous avons publié une *Ordonnance de simplification en vertu de l'article 58* révisée, qui exclut un nombre accru de projets courants de notre processus de demande. Nous avons également commencé à réviser et clarifier les directives dont s'inspirent les sociétés lorsqu'elles préparent leurs demandes pour les soumettre à l'Office, avec le résultat escompté de viser à produire des demandes complètes et à réduire les délais de traitement.

En ce qui concerne le quatrième but, l'Office cherche à répondre aux besoins des Canadiens en ce qui concerne leur participation aux grands dossiers de l'ONÉ. En 2002-2003, plusieurs initiatives nouvelles visant à faciliter la participation des intervenants au processus décisionnel de l'Office ont été mises de l'avant, notamment : des consultations intensives à l'externe pour notre Rapport sur l'offre et la demande; une meilleure compréhension de ce qu'est la participation efficace des Autochtones; la mise en œuvre graduelle d'un mécanisme approprié de règlement des différends; et des changements à

notre processus d'audience afin de mieux répondre aux besoins des personnes désireuses de participer. D'après un sondage réalisé récemment, 92 % des participants aux audiences étaient soit satisfaits, soit très satisfaits des services de l'ONÉ.

En conclusion, nous pouvons vous assurer que nous continuerons de mesurer nos progrès afin d'améliorer constamment la prestation de nos services.

Partie II : Contexte de fonctionnement de l'organisme

L'Office a pour raison d'être de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien[1], tout en respectant les droits individuels et en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

La vision de l'Office est d'être un chef de file respecté dans la réglementation des questions économiques, environnementales et de sécurité.

2.1 Mandat et contexte de réglementation

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un tribunal de réglementation indépendant créé en 1959. Il rend compte au Parlement par l'entremise du ministre des Ressources naturelles. L'Office est un tribunal d'archives et il a les pouvoirs d'une cour supérieure en ce qui concerne la présence obligatoire aux audiences, l'interrogatoire des témoins sous serment, la production et l'inspection des documents, et l'exécution de ses ordonnances. Les décisions de l'Office en matière de réglementation et les motifs qui les justifient sont publiés en tant que documents publics.

Les principales attributions de l'ONÉ sont consignées dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ). Elles comprennent la réglementation : des gazoducs, des oléoducs et des productoducs interprovinciaux et internationaux; des lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées; des exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité; et des importations de gaz et de pétrole. L'Office a d'autres responsabilités en matière de réglementation en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) en ce qui concerne l'exploration gazière et pétrolière et les activités sur les terres pionnières qui ne sont pas assujetties à un accord fédéral-provincial. L'Office est également investi de certaines responsabilités aux termes de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie*.

Les responsabilités au titre de la réglementation touchant la sécurité du public et la protection de l'environnement sont énoncées dans la Loi sur l'ONÉ et la LOPC. L'ONÉ est tenu de satisfaire aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) et de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*. De plus, les inspecteurs de l'Office sont nommés agents de santé et de sécurité par le ministre du Travail en vue d'appliquer la partie II du *Code canadien du travail* pour ce qui concerne les installations réglementées par l'Office.

---

[1] L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui évolue constamment au gré des valeurs et des préférences sociétales. À titre d'organisme de réglementation, l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences, et rendre une décision.

L'Office a également pour mandat d'offrir des conseils techniques d'expert à l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, à l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, à Ressources naturelles Canada et à Affaires indiennes et du Nord canadien. L'Office peut, de sa propre initiative, mener des enquêtes et des études sur certaines questions énergétiques et dresser des rapports destinés au Parlement, au gouvernement fédéral et à la population en général. La Loi sur l'ONÉ oblige l'Office à examiner constamment les questions touchant tous les aspects de l'offre, de la production, de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral. De plus, l'Office fournit des conseils, entreprend des études et établit des rapports à la demande du ministre des Ressources naturelles.

Tableau 1 : Responsabilités de l'ONÉ

Réglementation	Fonction de conseil
Réglementer, dans l'intérêt public, les aspects suivants des industries du gaz, du pétrole et de l'électricité : • la construction et l'exploitation des pipelines; • la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées; • le transport ainsi que les droits et les tarifs des pipelines; • les exportations de pétrole, de gaz et d'électricité, et les importations de gaz et de pétrole; • les activités de mise en valeur du pétrole et du gaz sur les terres pionnières qui ne sont pas assujetties à un accord fédéral-provincial.	Offrir des conseils au ministre des Ressources naturelles concernant la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques, par ce qui suit : • la surveillance du secteur de l'énergie; • la prestation de conseils au gouvernement fédéral; • la publication de rapports publics.

Pour obtenir d'autres renseignements sur le contexte et le fonctionnement de l'ONÉ, rendez-vous au site Web de l'Office à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

2.2 Cadre de fonctionnement

Les sociétés réglementées par l'Office créent de la richesse pour les Canadiens par le transport du pétrole, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel (LGN), et par l'exportation d'hydrocarbures et d'électricité. Étant un organisme de réglementation, l'Office a pour rôle d'aider à créer un cadre qui permette d'exercer ces activités économiques d'une manière efficace à condition qu'elles soient dans l'intérêt public. L'Office s'est donc doté de grands objectifs en vue d'assurer la sécurité de la population,

maximiser les avantages économiques, protéger l'environnement et respecter les droits de ceux qui sont touchés par les installations et les activités énergétiques relevant de sa compétence.

Vue d'ensemble du marché de l'énergie

L'année 2002 est la première année où l'on a enregistré une diminution de la production de gaz dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Cela montre que l'exploration et la mise en valeur des ressources de gaz naturel classique sont sur la voie de la maturité. Les entreprises de production devront donc forer davantage pour pouvoir maintenir la production. La plupart des autres bassins d'approvisionnement d'Amérique du Nord font eux aussi face à une production constante ou en diminution, ce qui explique, en partie du moins, la hausse des prix du gaz naturel. Il faudra trouver de nouvelles sources d'approvisionnement dans des régions pionnières et à partir de sources non classiques. Il faudra peut-être aussi procéder à des rajustements du côté de la demande, par des mesures de conservation et l'adoption de combustibles de remplacement, dans ce contexte d'augmentation des prix. Il est important que les processus réglementaires s'adaptent à ces réalités.

Les marchés pétroliers ont été caractérisés par des prix stables mais élevés, et la production canadienne de pétrole brut et d'équivalents a atteint en 2002 un sommet inégalé. Les exportations canadiennes de pétrole continuent d'augmenter et sont essentiellement dirigées vers les États-Unis.

La restructuration des marchés de l'électricité dans diverses provinces du Canada et divers États des États-Unis se poursuit et, même si le niveau d'interconnexion s'amplifie, les marchés de l'électricité restent encore d'envergure régionale.

Réglementation intelligente

Dans son *Discours du trône 2002*, le gouvernement s'est engagé à mettre en œuvre une stratégie de réglementation intelligente « …pour accélérer les réformes dans certains secteurs clés afin de promouvoir la santé et le développement durable, de contribuer à l'innovation et à la croissance économique et de réduire les tracasseries administratives pour les entreprises ». L'ONÉ a pris des mesures concrètes à cet égard en mettant au point de nouvelles démarches réglementaires, tout en gardant à l'esprit l'intérêt public. En 2002-2003, l'ONÉ a entrepris plusieurs initiatives qui s'inscrivent dans la stratégie de réglementation intelligente. Elles visent à : focaliser les ressources sur les questions qui intéressent le plus nos intervenants; établir des démarches réglementaires uniformes; clarifier les échéances et réduire les délais de traitement; collaborer avec d'autres organismes de réglementation afin de simplifier l'évaluation des projets; et fournir des renseignements clairs et précis aux demandeurs de projet. Les réalisations suivantes sont expliquées plus en détail plus loin dans le rapport :

- Promulgation du *Règlement sur les usines de traitement* en février 2003 (voir p. 13)

- Publication d'une version révisée de l'*Ordonnance de simplification en vertu de l'article 58*, qui permet aux sociétés d'entreprendre certains projets d'installations courants sans devoir demander l'approbation de l'Office (voir p. 23)
- Examen des *Directives concernant les exigences de dépôt* (DED) afin de préciser nos exigences à l'égard des demandes et d'encourager les demandeurs à soumettre une demande complète afin de réduire les délais de traitement (voir p. 26)
- Réduction au minimum des chevauchements en cherchant des moyens de coordonner les processus avec d'autres organismes de réglementation et ministères. En 2002, l'Office a joué un rôle prépondérant dans l'élaboration d'un plan de coopération avec douze organismes pour examiner une demande visant un pipeline dans la vallée du Mackenzie. L'Office a également négocié une entente avec l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers afin de mettre en place un guichet unique pour l'examen du projet de mise en valeur du gaz extracôtier Deep Panuke d'EnCana (voir pp. 18 et 29).

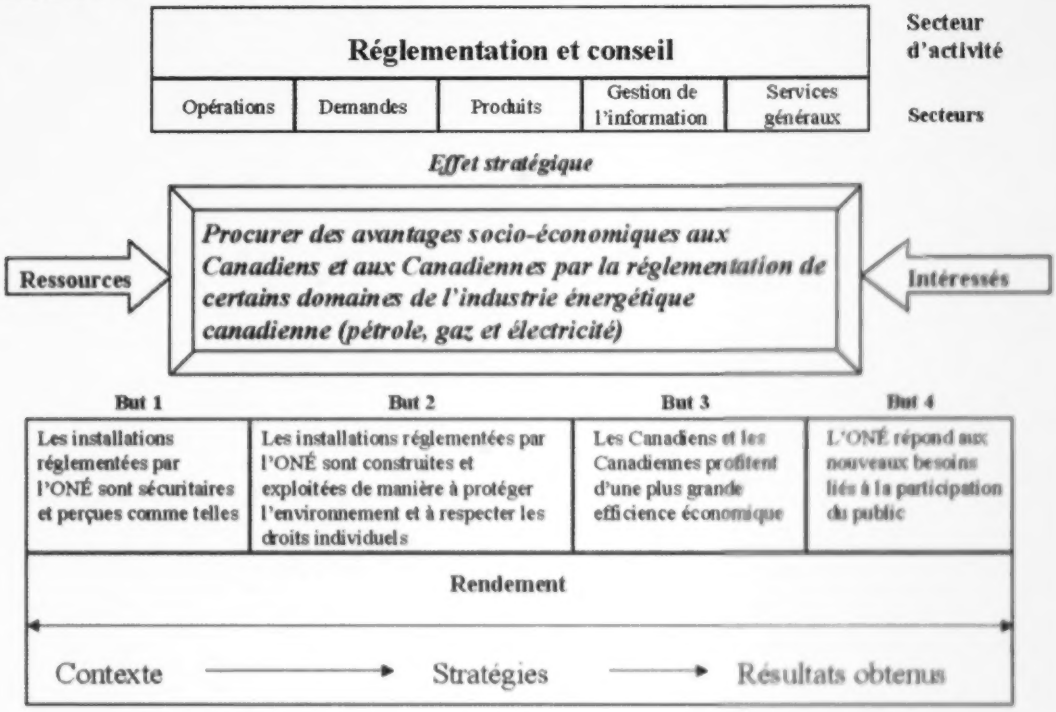
2.3 Cadre des résultats

Dans le cadre des résultats de l'Office, les cinq secteurs contribuent à la matérialisation d'un effet stratégique.

L'effet stratégique de l'Office est de procurer des avantages socio-économiques aux Canadiens et aux Canadiennes par la réglementation de certains domaines de l'industrie énergétique canadienne (pétrole, gaz et électricité).

Cet effet stratégique est le résultat vers lequel tendent toutes les activités de l'ONÉ. Il prend appui sur les quatre buts stratégiques de l'Office. À l'Office, les stratégies, les critères de mesure et les mesures principales se rapportant à chacun de ces buts, tels qu'ils sont décrits dans le *Rapport sur les plans et priorités 2002-2003* (RPP), constituent le point de convergence visé par l'information sur le rendement. Ce cadre est illustré dans la figure ci-après :

Figure 1 : Cadre de la gestion axée sur les résultats



2.4 Dépenses de l'organisme

Le programme de l'ONÉ se résume à un seul secteur d'activité – Réglementation et conseils dans le domaine de l'énergie – orienté vers un seul effet stratégique. Les ressources utilisées à cette fin durant l'exercice 2002-2003 sont présentées sommairement dans le tableau suivant :

Tableau 2 : Ressources utilisées

Office national de l'énergie – Exercice 2002-2003		
Dépenses prévues	34 456 000 $	313 ÉTP[2]
Autorisations totales	37 040 799 $	309 ÉTP
Dépenses réelles 2002-2003	35 446 523 $	287 ÉTP

Pour une comparaison des dépenses de l'exercice avec celles d'exercices antérieurs, voir le tableau 3 de l'annexe A.

[2] Équivalents temps plein

Partie III : Réalisations sur le plan du rendement

Cette partie traite des effets et des résultats sur le rendement produits par les stratégies et les mesures principales mises en œuvre en 2002-2003. Les stratégies, les mesures principales et les critères de mesure qui suivent sont décrits dans le *Rapport sur les plans et priorités 2002-2003* (RPP).

3.1 But 1

Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.

3.1.1 Contexte

L'Office joue un rôle important dans la sécurité des installations de son ressort en veillant à mettre en place un cadre de réglementation exhaustif qui encourage les sociétés à maintenir et accroître leur rendement, tout en tenant compte des attentes de la population. L'Office s'assure que les sociétés pipelinières évaluent et gèrent les risques associés à la construction et à l'exploitation des installations réglementées. Pour cela, l'Office :

- évalue les demandes concernant de nouvelles installations du point de vue de la sécurité;
- veille à ce que des mesures d'atténuation et des conditions appropriées soient en place avant d'avaliser un projet;
- surveille la construction et l'exploitation au moyen d'inspections et de vérifications pour s'assurer qu'elles sont conformes et continueront d'être conformes aux réglementations et normes établies lors du processus de demande;
- fait enquête lorsque survient une panne ou un accident, afin d'éviter qu'ils se reproduisent;
- met au point des règlements et directives pour assurer la sécurité et la protection du public, des biens et de l'environnement.

3.1.2 Stratégies

Dans son RPP 2002-2003, l'Office a établi deux stratégies pour le but 1 :

- s'orienter vers une réglementation axée sur les buts afin d'amener l'industrie à mieux prendre en charge son rendement en matière de sécurité;
- permettre aux Canadiens de participer aux dossiers dont traite l'Office grâce à des processus efficaces et transparents.

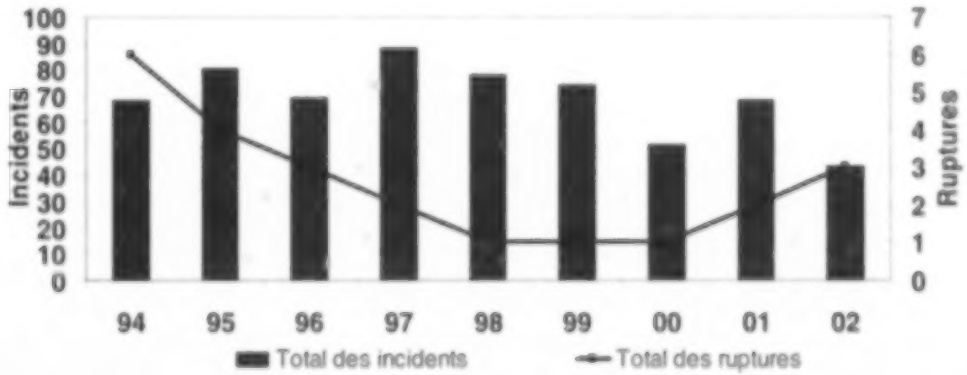
3.1.3 Objectifs clés et résultats globaux

L'Office a mis au point deux critères clés de mesure du rendement pour assurer la sécurité des installations réglementées, savoir :

Nombre de ruptures et d'incidents concernant les pipelines

Après trois années marquées par une seule rupture par an, l'industrie a connu deux ruptures en 2001 et trois ruptures en 2002 (figure 2). L'objectif de l'ONÉ est de zéro rupture par an en ce qui concerne les pipelines du ressort fédéral.

Figure 2 : Incidents pipeliniers et ruptures, 1994 – 2002



L'Office s'inquiète de la hausse graduelle du nombre de ruptures et il travaille avec diligence avec le Bureau de la sécurité des transports (BST) pour en trouver les causes. Pour l'heure, il semble que les trois ruptures survenues en 2002 soient dues à des causes différentes, et que chacune aurait peut-être pu être détectée à l'aide d'outils d'inspection en canalisation de la dernière génération. L'Office a donc entrepris d'analyser les causes de ces ruptures. L'analyse devrait permettre de déterminer si les défaillances à l'origine des ruptures auraient pu être détectées au moyen des meilleures technologies d'inspection en canalisation disponibles, afin que les sociétés réglementées puissent intégrer celles-ci à leurs programmes de gestion de l'intégrité des pipelines.

En 2002, 43 incidents ont été signalés en vertu du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99). Ce nombre reste bien en deçà des 68 incidents signalés en 2001 et de la moyenne annuelle pour les sept années antérieures, soit 66. Sur ces 43 incidents, plus de 70 % se sont produits dans des zones à accès contrôlé, comme les stations de compression et de pompage ou les usines de traitement du gaz, le reste survenant le long de l'emprise d'un pipeline. En 2002, deux incidents seulement ont entraîné des blessures à des travailleurs, soit la moitié du nombre signalé en 2001. À la suite de ces résultats, l'ONÉ poursuivra son programme d'inspections, de vérifications et d'enquêtes sur les incidents.

En ce qui concerne la mise en valeur des ressources gazières et pétrolières dans les régions pionnières, qui sont réglementées par l'ONÉ en vertu de l'article 3 de la LOPC,

l'Office prend le nombre de situations comportant des risques[3], de blessures invalidantes et de décès de travailleurs comme indicateurs clés du rendement des sociétés réglementées au regard de la sécurité (tableau 3).

Tableau 3 : Indicateurs de rendement des sociétés réglementées par la LOPC au regard de la sécurité

Indicateurs	2000	2001	2002
Taux de blessures invalidantes – LOPC (blessures ayant entraîné un arrêt de travail /10^6 heures travaillées)	5,3	2,6	2,8
Situations comportant des risques – LOPC	65	85	45
Décès	0	1	1

En 2002, les situations comportant des risques ont chuté de 42 % par rapport à l'année précédente. Cette amélioration est attribuable à une diminution des déversements et des défaillances de l'équipement s'enfonçant sous la glace. Par contre, le nombre de blessures invalidantes a augmenté, passant de 2,6 par million d'heures travaillées en 2001 à 2,8 par million d'heures travaillées en 2002. L'ONÉ réagit à cette situation en sensibilisant davantage les travailleurs au potentiel de blessures lorsqu'ils travaillent à des endroits couverts de glace et de neige. Globalement, l'Office a davantage mis l'accent sur la sécurité en repérant les endroits à haut risque, en faisant part de ces préoccupations lors de séminaires sur la sécurité, en rencontrant les exploitants et le personnel sur le terrain et en publiant des avis de sécurité. Par exemple, à la suite d'un décès survenu dans les Territoires du Nord-Ouest en 2002, l'ONÉ a délivré un avis de sécurité pour s'assurer que le personnel procède à une analyse du lieu de travail avant d'entreprendre son travail et qu'il a l'équipement nécessaire pour effectuer le travail en toute sécurité dans le rude climat du Nord.

3.1.4 Programme d'intervention et résultats des mesures principales en 2002-2003

L'Office a relevé, dans son RPP 2002-2003, plusieurs mesures principales dans le cadre du but 1. Il sera question ci-dessous de ces mesures principales et des résultats qui en découlent.

1. Veiller à ce que des consignes et plans appropriés soient adoptés en matière de sécurité pour les installations réglementées par l'ONÉ.

Des programmes efficaces d'intervention en cas d'urgence demeurent le meilleur moyen d'atténuer une faille dans la sécurité de l'infrastructure pipelinière au Canada. L'Office a publié en avril 2002 une lettre à l'intention de toutes les sociétés réglementées les informant de ses attentes à l'égard des programmes d'intervention en cas d'urgence et de

[3] Les situations comportant des risques sont définies à l'article 16.4 du *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)* pris aux termes du *Code canadien du travail – Partie II.*

la sécurité de leurs installations. De plus, les modifications qui seront apportées à la Loi sur l'ONÉ incluront explicitement le volet « sécurité » afin de donner à l'Office une base réglementaire claire pour réglementer la sécurité de l'infrastructure énergétique relevant de lui. L'adoption de ces modifications est attendue pour l'automne 2003.

En 2002-2003, l'Office a participé, de concert avec l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) et Emergency Management Alberta (cabinet du Solliciteur général), à l'élaboration d'une méthode en vue d'évaluer le degré d'importance critique de certaines installations énergétiques. La méthode a été mise à l'essai en deux endroits. L'Office continue de travailler avec les organismes de réglementation et autres organisations provinciales, les organismes fédéraux, leurs homologues américains et les associations d'entreprises pipelinières en vue d'élaborer des stratégies devant permettre de résoudre les problèmes de sécurité qui ont une incidence sur l'infrastructure énergétique.

Pendant la période, l'Office a continué de mettre en œuvre et parfaire son programme de vérification approfondie des systèmes et programmes de gestion des sociétés conformément au RPT -99. La composante clé du RPT-99, et par conséquent du programme de vérification, est l'évaluation des programmes d'intégrité des pipelines et des programmes d'intervention en cas d'urgence. Depuis l'instauration du programme de vérification, vingt-six vérifications ont été effectuées. En 2002, onze vérifications des systèmes de gestion ont été effectuées, dont quatre de grande envergure, cinq sur les programmes d'intervention en cas d'urgence et deux sur la gestion de l'intégrité des pipelines. Comme suite aux résultats des vérifications, l'ONÉ a reçu huit plans de mesures correctives de la part des sociétés ayant fait l'objet d'une vérification et il est en train d'élaborer un programme de suivi. De plus, le programme de vérification de l'Office est en voie de révision dans le but d'y inclure la gestion de la sécurité. La sécurité physique des installations a, elle aussi, été incluse dans les programmes d'inspection des installations. Dans ses inspections et ses vérifications, l'Office a pu constater que les sociétés ont lancé plusieurs initiatives liées à la sécurité, comme l'accès réglementé aux zones sensibles, la révision ou le rétablissement des consignes de sécurité, l'exécution de vérifications de sécurité et l'amélioration de la sécurité physique. Les sociétés ont également inclus la sécurité dans leurs programmes de formation des employés et amélioré la liaison avec les premiers intervenants, le gouvernement et les associations industrielles.

2. *Achever l'analyse de 2002 sur les lacunes du Système de gestion de l'environnement et de la sécurité (SGES) et combler les lacunes relevées.*

L'Office est en train de mettre à exécution ses plans de SGES. Le SGES est fondé sur la norme ISO 14001. En mettant ces plans à exécution, l'ONÉ adopte une approche systémique de la gestion de la sécurité et de la protection de l'environnement.

Une analyse des lacunes du SGES a été effectuée en 2002 en regard de la norme ISO 14001. Elle révèle que globalement, l'ONÉ a un système de gestion bien conçu qui comporte un grand nombre d'éléments requis par la norme ISO 14001. Il y aurait toutefois lieu d'y apporter des améliorations, notamment en fixant des objectifs et des cibles mesurables, en établissant des responsabilités spécifiques, en fournissant de la

documentation et en mettant en œuvre des mesures correctives. Par suite de cette analyse, l'Office a élaboré un plan d'action détaillé en fonction des résultats obtenus et des lacunes relevées. Le plan d'action a été approuvé par le comité de vérification interne en octobre 2002 et la mise en œuvre des mesures recommandées a débuté à l'aube de 2003.

3. Sensibiliser le public et améliorer ses connaissances au sujet de la sécurité des installations pipelinières et du rendement dans ce domaine.

En 1999, l'Office a commencé à élaborer son programme d'indicateurs de rendement en matière de sécurité (IRS). Ce programme permettrait à l'Office d'établir un point de référence en matière de données de sécurité pour pouvoir comparer les données des sociétés réglementées par lui et celles des sociétés réglementées par d'autres organismes. En 2002-2003, l'Office a recueilli des données de sécurité auprès de 37 sociétés réglementées. Le premier rapport IRS, *Gros plan sur la sécurité – Analyse comparative du bilan de sécurité des pipelines*, a été publié en avril 2003. Il se trouve dans le site Web de l'ONÉ à l'adresse www.neb-one.gc.ca. L'ONÉ s'en servira pour vérifier que ses activités et ses programmes assurent le maintien de la sécurité des installations qu'il réglemente. On prévoit également qu'il servira aux sociétés réglementées par l'ONÉ pour l'évaluation et l'amélioration constante de leurs programmes de sécurité et de leur rendement.

L'Office continue d'offrir de nouvelles sources d'information afin de sensibiliser la population au dossier de la sécurité des pipelines. Il publie par exemple dans son rapport annuel des données sur les ruptures et les incidents de pipeline. En 2002-2003, l'Office a remanié son site Web pour qu'il soit plus facile d'y repérer l'information sur la sécurité. Il a également publié un avis de sécurité à la suite d'un incident survenu en février 2002 qui a causé la mort d'une personne sur un projet dans le Nord (voir en 3.1.3). En juin 2002, l'Office a tenu son quatrième atelier de sensibilisation de la population aux pipelines, qui vise à faire connaître les pratiques exemplaires de l'industrie pipelinière en matière de prévention des dommages et de sensibilisation du public, en vue d'améliorer encore davantage le bilan dans ces régions. Les présentations des ateliers se trouvent au site Web de l'ONÉ à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

4. Modifier les règlements et en élaborer de nouveaux afin de se rapprocher d'une réglementation axée sur les buts.

L'Office a poursuivi ses efforts en vue de passer d'une réglementation normative à une réglementation axée sur les buts, élément clé de son programme de réglementation intelligente. Dans l'approche axée sur les buts, les résultats désirés, autrement dit les buts, de la réglementation sont clairement identifiés et les sociétés choisissent pour elles-mêmes les meilleures méthodes pour les atteindre. Le *Règlement sur les usines de traitement*, qui a été élaboré au moyen de l'approche axée sur les buts, fait obligation aux sociétés de veiller à la sécurité des personnes et à la protection des biens et de l'environnement. Ce règlement a paru dans la Gazette du Canada, Partie I, en août 2002 et il a été enregistré en février 2003. Il énonce les exigences minimales auxquelles sont tenues les usines de traitement du gaz naturel relevant de l'ONÉ.

L'Office a continué de mettre au point son projet de *Règlement sur la prévention des dommages*. En mai 2002, il a publié une *Ébauche conceptuelle du projet de Règlement sur la prévention des dommages de l'Office national de l'énergie et des notes d'orientation*. Ce document renferme le cadre, les concepts et les idées qui formeront un jour le nouveau *Règlement sur la prévention des dommages*. L'Office a rencontré plusieurs intervenants, dont des sociétés pipelinières, des Canadiens qui possèdent des terres traversées par un pipeline, des entreprises de services publics et des municipalités. La consultation se poursuivra jusqu'au début de 2003-2004.

Poursuivant ses efforts pour améliorer son bilan, l'Office a publié en janvier 2003 une mise à jour de ses notes d'orientation pour le RPT-99. Celle-ci découlait des discussions menées avec les représentants de l'industrie lors de l'atelier du printemps de l'ONÉ tenu en juin 2002. Les notes d'orientation continueront d'être modifiées en temps opportun en fonction des résultats des vérifications et des évaluations, des découvertes technologiques et des changements communément acceptés au sein de l'industrie pipelinière.

3.2 But 2

Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.

3.2.1 Contexte

Le but 2 est l'expression de l'engagement pris par l'Office de protéger l'environnement et respecter les droits individuels pendant la durée de la construction et de l'exploitation des pipelines réglementés et installations connexes. L'ONÉ influence l'atteinte de ce but en procédant à une évaluation environnementale des projets qui lui sont présentés, à l'inspection et à la surveillance des travaux de construction, et à la vérification des programmes de protection de l'environnement.

Les sociétés assujetties à la Loi sur l'ONÉ sont tenues d'observer toutes les réglementations applicables sur l'environnement. Le cadre réglementaire de l'ONÉ les encourage à améliorer sans cesse leurs systèmes de conception et de gestion de l'environnement. Par ses engagements à l'égard du but 2, l'ONÉ cherche constamment à améliorer l'efficacité, l'efficience et la transparence de ses processus afin de répondre aux besoins et attentes des Canadiens.

3.2.2 Stratégies

L'Office a défini trois stratégies pour le but 2 dans son RPP 2002-2003 :

- se diriger vers une réglementation axée sur les buts afin d'amener l'industrie à mieux prendre en charge son rendement en matière de protection environnementale;

- prévoir les nouveaux enjeux et les prochaines demandes, comme la reprise de l'activité dans le Nord canadien et les lignes internationales de transport d'électricité, et se préparer à y faire face;
- permettre aux Canadiens de participer aux dossiers dont traite l'Office grâce à des processus efficaces et transparents.

3.2.3 Objectifs clés et résultats globaux

L'ONÉ a mis au point deux critères clés de mesure du rendement pour s'assurer que les installations de son ressort sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement. Premier critère de mesure :

> *Le nombre de cas où les résultats souhaités ont été atteints lorsque l'approbation d'installations par l'ONÉ s'assortissait de conditions relatives à l'environnement.*

Les autorisations de projets sont assorties de conditions environnementales pour tenir compte des enjeux environnementaux propres à chaque projet. L'ONÉ a pris des mesures pour quantifier l'efficacité de ses conditions en évaluant les résultats souhaités. Chaque condition est assortie d'un résultat souhaité bien défini; lorsqu'il est confirmé que la condition imposée a été respectée, l'ONÉ évalue si le résultat souhaité a été atteint. Ainsi, l'ONÉ se sert de cette mesure pour améliorer la clarté et l'efficacité des conditions dont il assortit les autorisations d'installations.

En 2002, l'ONÉ a imposé 177 conditions environnementales aux autorisations d'installations. D'après les données obtenues dans le cadre des inspections de l'ONÉ ou des rapports de surveillance après la construction, 94 % des conditions avaient permis d'obtenir les résultats souhaités et 6 % n'avaient pas permis de les obtenir, soit parce que les conditions n'étaient pas suffisamment claires, soit que les sociétés n'avaient pas suivi certaines mesures d'atténuation, par exemple.

Deuxième indicateur clé :

> *Le nombre de rejets[4] importants d'hydrocarbures liquides dans l'environnement par an.*

Le nombre de rejets importants d'hydrocarbures liquides dans l'environnement est un indicateur clé du succès des installations en cours d'exploitation relevant de l'ONÉ. Le résultat souhaité est que les installations du ressort de l'ONÉ exploitées en vertu de permis et conformément aux conditions prescrites ne devraient entraîner aucun rejet important dans l'atmosphère, dans le sol ou dans l'eau. En 2002-2003, on n'a relevé aucun rejet important chez les sociétés réglementées par l'ONÉ, mis à part un rejet important durant l'année civile 2002 (tableau 4).

---

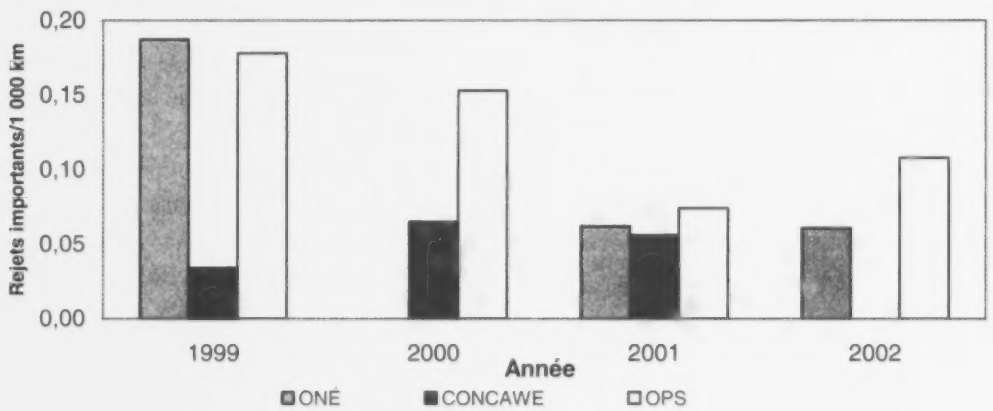
[4] Les rejets importants sont définis comme étant des déversements accidentels ou non confinés d'hydrocarbures liquides d'un volume supérieur à 100 m^3.

Tableau 4 : Rejets importants dans l'environnement pendant l'exploitation

Année civile	Nombre de rejets importants
1998	0
1999	3
2000	0
2001	1
2002	1

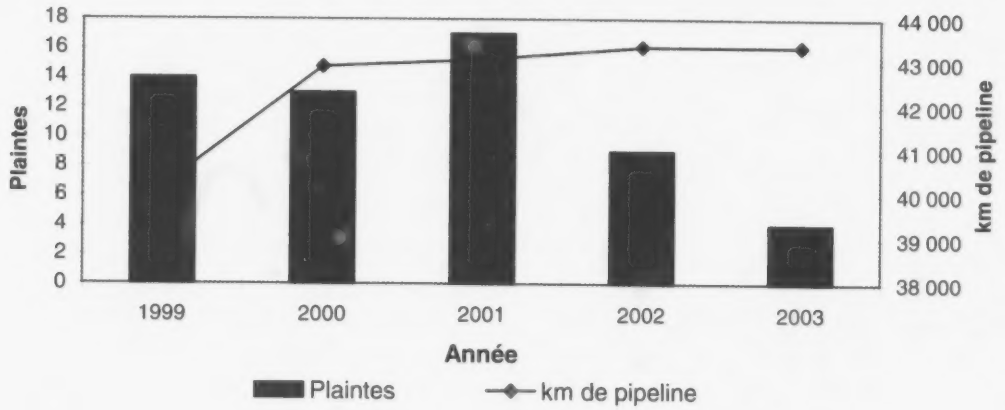
En 2002-2003, l'ONÉ a commencé à établir des comparaisons avec l'Office of Pipeline Safety (OPS) des États-Unis et le Conservation of Clean Air & Water in Europe (CONCAWE) en ce qui concerne la fréquence et le volume des rejets importants (figure 3). L'Office établit également des comparaisons avec l'EUB, s'il y a lieu. D'après les premières constatations, le rendement des sociétés réglementées par l'ONÉ se compare avantageusement avec celui de ces organismes de référence.

Figure 3 : Rejets importants par tranche de 1 000 km de pipeline



En plus de ces deux indicateurs clés du rendement, l'ONÉ suit également plusieurs indicateurs de niveau intermédiaire, comme les plaintes des propriétaires fonciers. Or le nombre de plaintes des propriétaires fonciers au sujet des installations réglementées par l'ONÉ ne cesse de baisser (figure 4) en raison du fait que les sociétés pipelinières ont achevé la construction des nouvelles installations de grande envergure et qu'elles ont acquis de l'expérience dans l'exploitation de ces installations. L'ONÉ a également réussi à régler des différends opposant les propriétaires fonciers et les sociétés pipelinières.

Figure 4 : Plaintes des propriétaires fonciers pendant l'exploitation[5]



3.2.4 Programme d'intervention et résultats des mesures principales en 2002-2003

L'Office a relevé, dans son RPP 2002-2003, plusieurs mesures principales dans le cadre du but 2. Il sera question ci-dessous des mesures principales et des résultats qui en découlent.

1. Faire rapport au sujet du but 2 en utilisant les principaux outils d'analyse et de communication tels que le SGIES (Système de gestion de l'information sur l'environnement et la sécurité) et Internet.

En 2002-2003, le SGIES est le principal outil dont l'ONÉ s'est servi pour suivre la conformité aux conditions environnementales dont sont assorties les autorisations d'installations. Le système permet d'évaluer si les conditions sont complètes et si les résultats souhaités ont été atteints. De plus, il a servi à suivre les observations et les recommandations formulées par l'Office dans le cadre de son programme global de vérification. Cela s'ajoute à la capacité qu'avait jusque-là l'Office de saisir l'information pertinente colligée par ses inspecteurs lors des inspections effectuées en cours de construction. En ayant l'information concentrée électroniquement en un seul lieu, le personnel est désormais outillé pour procéder à des analyses techniques plus approfondies.

2. Terminer l'analyse interne de 2002 sur les lacunes du SGES et combler toute lacune relevée.

Voir but 1, p. 12.

[5] Les données de 2003 s'entendent pour la période allant du 1er janvier au 31 mars 2003.

3. *Poursuivre les consultations au sujet du regain d'activité dans le Nord canadien.*

En 2002-2003, l'ONÉ a continué de collaborer avec les organismes de réglementation du Nord et des ministères du gouvernement fédéral afin de définir un processus permettant d'évaluer un grand projet de construction d'un gazoduc qui traverserait les Territoires du Nord-Ouest. En juin 2002, l'Office a publié le *Plan de coopération concernant l'évaluation des répercussions environnementales et l'examen réglementaire d'un éventuel projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest*. Le plan énonce un processus coordonné qui permettrait de réduire les chevauchements et de rehausser la participation du public dans l'éventualité d'un projet de mise en valeur d'un champ gazifère et de construction d'un gazoduc dans le Nord, projet qui serait d'importance et d'intérêt nationaux.

4. *Définir le cadre de réglementation des lignes internationales de transport d'électricité et projets connexes.*

De temps à autre, l'Office est appelé à étudier des demandes de permis ou de certificats de construction et d'exploitation d'une ligne internationale de transport d'électricité. Il arrive qu'un tel permis ou certificat soit assorti de conditions. En 2002, l'Office a entrepris l'examen de ses obligations et pratiques concernant la surveillance réglementaire des lignes de transport existantes et futures. Cet examen a permis de dégager un ensemble de conditions types, conditions dont l'Office pourrait assortir ses permis ou certificats dans l'avenir. L'Office pense que les conditions prototypes continueront d'évoluer à mesure qu'il acquerra de l'expérience dans leur mise en œuvre. Dans l'avenir, l'Office entend consulter les intervenants de l'industrie du transport d'électricité sur le bien-fondé de ces conditions.

5. *Accroître les possibilités de consultation auprès des groupes d'intérêt comme les propriétaires fonciers et les collectivités autochtones afin d'approfondir les connaissances sur l'environnement et préciser les attentes.*

L'ONÉ n'a pas ménagé ses efforts pour rechercher des occasions de consultation auprès de ces groupes d'intérêt. Pendant la période, il a lancé un Programme de participation des Autochtones en vue d'explorer les options qui permettraient la participation de ces derniers. Jusqu'ici, cette initiative a eu pour résultat de bâtir au sein de l'Office une capacité sur les questions autochtones et d'établir des informations préliminaires à l'intention des communautés autochtones.

Dans le cours de sa révision des DED, l'ONÉ a pu recueillir de l'information et parfaire sa connaissance des groupes autochtones. Pendant la période, le personnel de l'ONÉ a établi des contacts préliminaires avec les groupes autochtones pour leur présenter le projet et déterminer dans quelle mesure ils sont intéressés à exprimer leurs vues sur le type d'information que l'Office devrait exiger lorsqu'une société dépose une demande.

En ce qui concerne la participation des propriétaires fonciers, l'ONÉ s'est surtout attaché à offrir la possibilité de résoudre les différends de manière appropriée lorsque les propriétaires fonciers et les sociétés ne parviennent pas à s'entendre.

3.3 But 3

Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.

3.3.1 Contexte

L'Office exerce une influence sur l'efficience économique, et ce, par ses décisions de réglementation, par la diffusion de renseignements sur les marchés énergétiques et par l'amélioration de l'efficience des processus de réglementation.

Comme il est expliqué dans la partie 2.1, l'Office est chargé d'approuver les exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité. Le principe fondamental qui guide l'Office en ce qui a trait à l'autorisation des exportations est de veiller à ce que les Canadiens et les Canadiennes aient accès au gaz naturel, au pétrole, aux liquides de gaz naturel et à l'électricité produits au Canada à des conditions de marché au moins aussi favorables à celles qui sont offertes aux marchés d'exportation. Pour parvenir à ce résultat, l'Office suit de très près les conditions du marché et en fait rapport. Il préconise des marchés qui fonctionnent correctement et il cherche à faire en sorte que les marchés répondent aux signaux du marché en respectant les principes fondamentaux de l'offre et de la demande. Dans un marché qui fonctionne correctement, les forces du marché, du côté de l'offre comme du côté de la demande, serviront à rééquilibrer le marché, alors qu'un déséquilibre de l'offre et de la demande risque d'entraîner une volatilité des prix.

L'Office se charge également d'informer régulièrement le public sur les tendances des marchés énergétiques. Le fait de diffuser et d'interpréter des renseignements sur ces marchés contribue au fonctionnement efficient des marchés énergétiques et aide l'Office à atteindre ce but.

Enfin, dans le contexte opérationnel de l'ONÉ, l'efficience économique est la marque d'une réglementation efficiente, laquelle réside dans l'élimination des obstacles réglementaires, la simplification des processus de réglementation et leur coordination efficace avec d'autres organismes, s'il y a lieu, et la réduction, dans la mesure du possible, des frais que les parties doivent supporter.

3.3.2 Stratégies

L'Office a défini trois stratégies pour le but 3 dans son RPP 2002-2003 :

- suivre les marchés énergétiques et leur fonctionnement, et rendre compte publiquement de la situation;

- se préparer activement à des changements dans le domaine de la réglementation;
- étudier et mettre en œuvre de nouvelles méthodes permettant de simplifier les processus de traitement des demandes.

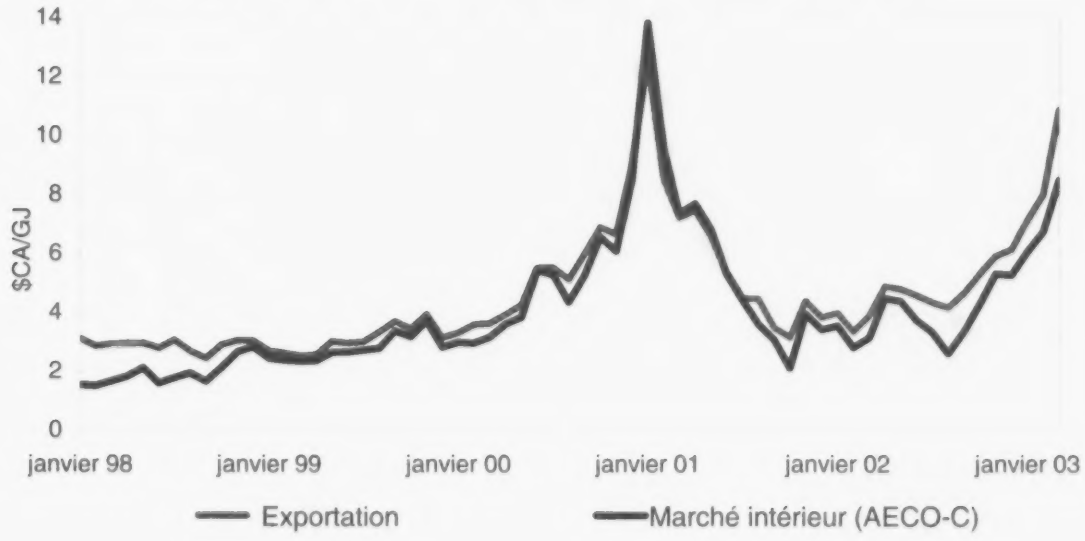
3.3.3 Objectifs clés et résultats globaux

L'Office utilise deux principaux critères de mesure pour évaluer la réussite des stratégies et des mesures ayant trait au but 3. Premier critère :

La preuve que les marchés canadiens de l'énergie fonctionnent bien.

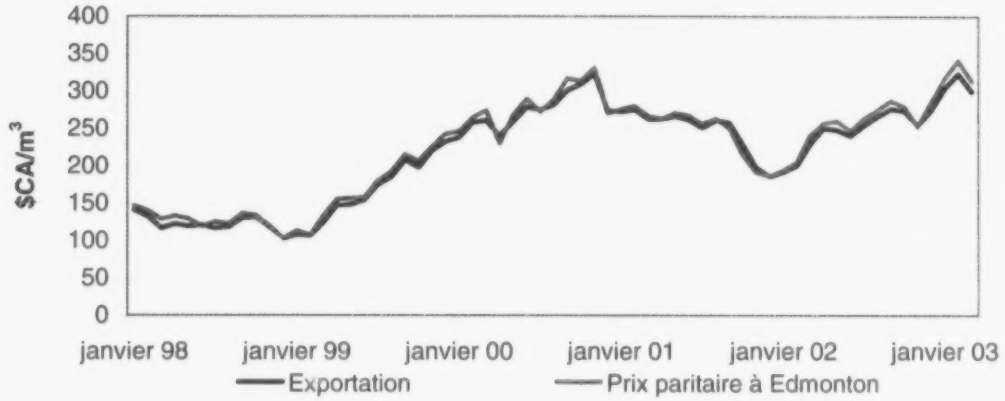
Un des principaux indicateurs d'une plus grande efficience économique au profit des Canadiens est le fait que ceux-ci peuvent acheter le gaz aux mêmes conditions, y compris le prix, que celles dont jouissent les clients à l'exportation. Cela signifie que les prix du gaz payés sur le marché intérieur doivent être essentiellement les mêmes que les prix du gaz vendu à l'exportation. L'indice AECO-C étant représentatif du prix payé par les principaux utilisateurs finals et distributeurs canadiens à la frontière de l'Alberta, une comparaison avec les prix à l'exportation indique que les Canadiens peuvent obtenir du gaz à des prix au moins aussi favorables que ceux dont bénéficient les clients à l'exportation (figure 5).

Figure 5 : Prix du gaz naturel sur le marché intérieur et prix à l'exportation



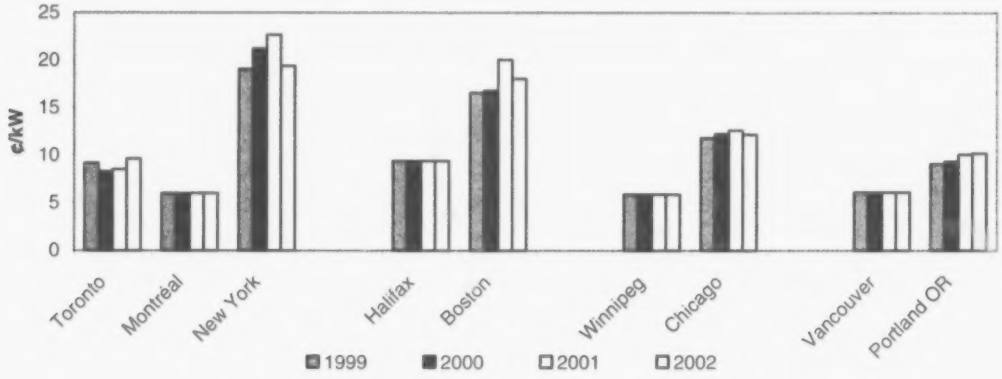
Il existe un lien semblable entre les prix du pétrole brut sur le marché intérieur et les prix à l'exportation, ce qui démontre, ici encore, que la population canadienne a accès au pétrole brut canadien à des prix au moins aussi favorables que ceux dont bénéficient les clients à l'exportation (figure 6).

Figure 6 : Prix du pétrole brut à Edmonton et prix à l'exportation



L'Office surveille également les marchés de l'électricité; cependant, il est un peu plus difficile d'utiliser les données sur les prix pour faire la preuve que les marchés de l'électricité fonctionnent bien que dans le cas des marchés du gaz naturel et du pétrole. Il existe peu de marchés de l'électricité concurrentiels au Canada et les prix de l'électricité continuent d'être réglementés dans la plupart des régions. Les données sur les prix montrent de manière éloquente que les clients du marché résidentiel de l'électricité au Canada bénéficient de prix plus bas qu'aux États-Unis (figure 7).

Figure 7 : Comparaison des prix de l'électricité sur le marché résidentiel



Un autre indicateur du fonctionnement efficient des marchés est la suffisance de capacité pipelinière pour acheminer le pétrole et le gaz des régions productrices jusqu'aux consommateurs. L'Office se sert d'un nouvel outil d'évaluation fondé sur le principe selon lequel l'écart de prix entre deux points devrait correspondre au coût du transport, si la capacité est suffisante. Voici deux exemples pour illustrer que ce principe est respecté, malgré les pointes périodiques de courte durée dans les écarts de prix, ce qui indique que les pipelines ont une capacité suffisante sur ces réseaux (figures 8 et 9). L'Office est

persuadé qu'il existait une capacité suffisante dans tous les principaux couloirs pipeliniers au cours de l'année dernière.

Figure 8 : Indice Sumas minoré du prix de base en vigueur à la station 2, comparé au coût du transport par Westcoast

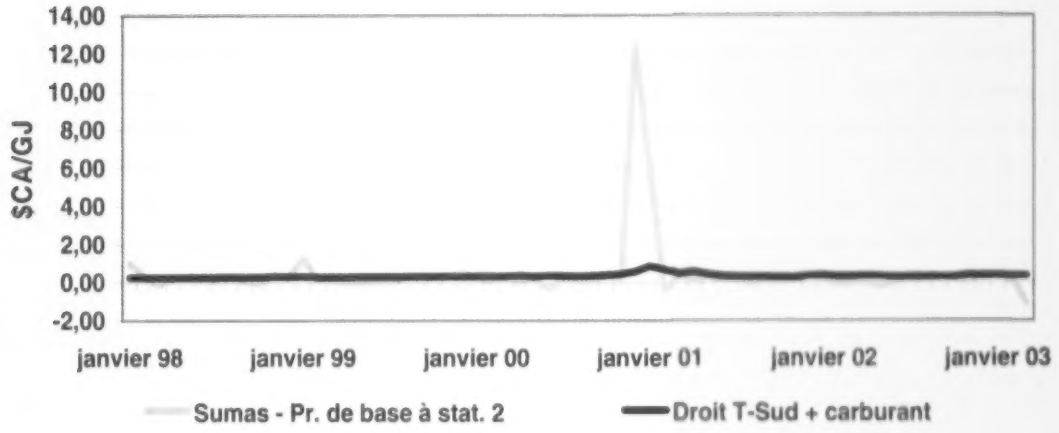
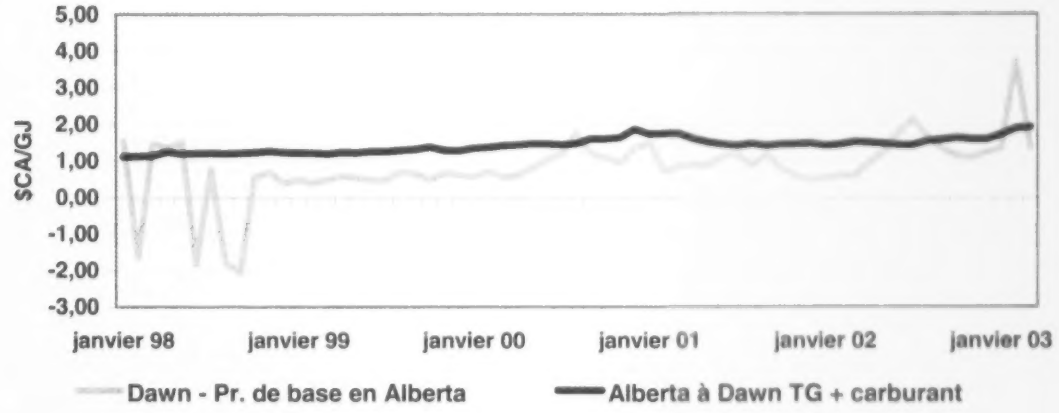


Figure 9 : Indice Dawn minoré du prix de base de l'Alberta, comparé au coût du transport par TCPL



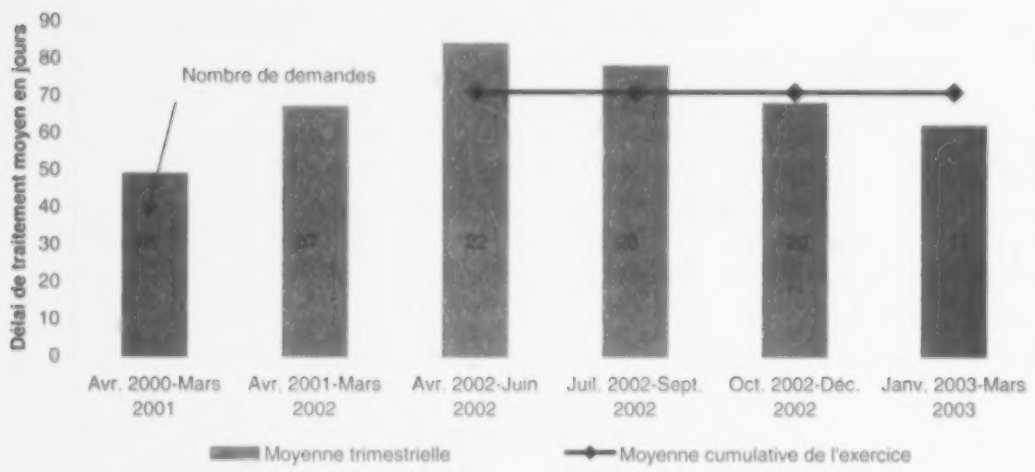
L'autre principal critère de mesure relatif au but 3 est le suivant

> *Le traitement des demandes dans des délais de même durée qu'actuellement ou plus courts.*

L'ONÉ compile des données sur les délais de traitement (c'est-à-dire le temps écoulé entre le moment où il reçoit une demande et celui où il rend sa décision) afin de suivre le nombre, le type et la durée de traitement des demandes qui lui sont soumises. Il analyse ensuite ces données pour cerner les domaines auxquels il lui serait avantageux d'accorder une attention plus particulière.

L'*Ordonnance de simplification en vertu de l'article 58* permet aux sociétés d'entreprendre certains projets d'installations courants sans devoir demander l'approbation de l'Office. Une version révisée de l'Ordonnance a été publiée à la fin de 2002 pour préciser l'ordonnance, modifier les exigences de production de rapports et exclure un plus large éventail de projets courants du processus de traitement des demandes. Toutefois, en soustrayant d'autres projets courants aux dispositions de l'article 58, cela signifie que les demandes qui étaient traitées étaient généralement plus complexes. De plus, le personnel de l'ONÉ a dû faire face à un grand nombre d'audiences tout au long de l'exercice. Il en ressort que le délai de traitement moyen a augmenté pour passer à 71 jours (figure 10).

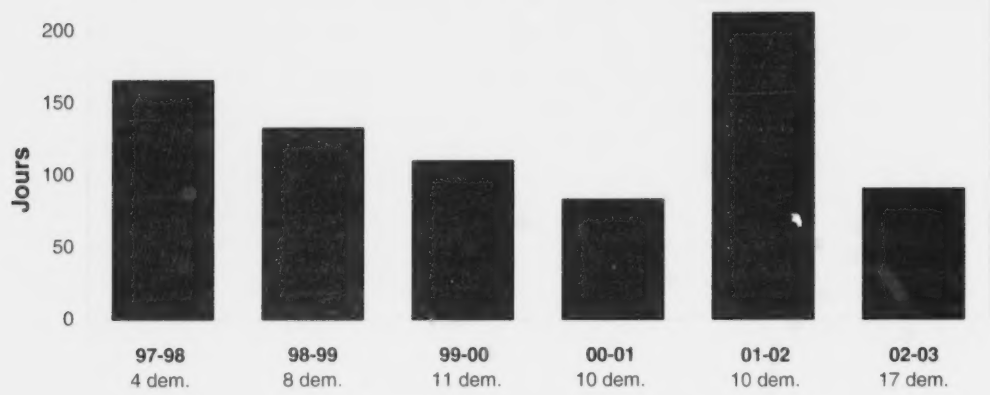
Figure 10 : Délai de traitement moyen des demandes visant des installations n'exigeant pas la tenue d'une audience (article 58)



En 2002-2003, le délai de traitement moyen des demandes visant l'exportation d'électricité n'exigeant pas la tenue d'une audience a été ramené à 90 jours pour 17 demandes, contre 212 jours pour 10 demandes en 2001-2002 (figure 11). Le plus long délai de traitement en 2001-2002 était attribuable à une décision de la Cour fédérale rendue en mars 2001, qui avait renversé une approbation par l'ONÉ d'une autorisation générale d'exportation d'électricité en faveur de BC Hydro. Le temps nécessaire pour évaluer les conséquences de la décision de la Cour et pour mettre au point une solution temporaire avait occasionné d'importants retards. La mise en œuvre de mesures temporaires et, plus tard, l'incorporation de modifications dans la Note d'orientation de l'Office concernant les exportations d'électricité ont eu pour effet de ramener les délais de traitement à un niveau plus raisonnable pour ces autorisations (60-90 jours) (voir aussi en 3.3.4).

Figure 10.1 Délai de traitement moyen des demandes visant des installations, n'exigeant pas la tenue d'une audience (article 58)

Figure 11 : Délai de traitement moyen des demandes de permis d'exportation d'électricité n'exigeant pas la tenue d'une audience



3.3.4 Programme d'intervention et résultats des mesures principales en 2002-2003

L'Office a relevé, dans son RPP 2002-2003, plusieurs mesures principales dans le cadre du but 3. Il sera question ci-dessous des mesures principales et des résultats qui en découlent.

1. Produire des mises à jour sur le fonctionnement des marchés énergétiques.

L'Office surveille constamment le marché nord-américain du gaz naturel, du pétrole et de l'électricité afin de tenir les Canadiens au courant des tendances à court et long termes des marchés énergétiques, et d'évaluer les principaux facteurs qui influencent les prix, l'approvisionnement, la demande intérieure et les exportations. Le personnel de l'ONÉ veille à ce que les membres de l'Office soient munis des renseignements les plus récents en leur fournissant des rapports trimestriels. Cette information est partagée avec le public, grâce aux présentations données par des membres ou des employés de l'Office dans le cadre de conférences et d'autres forums publics. En 2002-2003, les membres et des cadres supérieurs de l'Office ont prononcé des allocutions dans le cadre de plusieurs conférences importantes tenues au Canada et aux États-Unis. L'information sur les exportations est disponible au site Web de l'Office à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

À l'été 2002, l'Office a tenu une audience à Fredericton afin d'étudier une demande présentée par la province du Nouveau-Brunswick en vue d'établir de nouvelles règles pour l'exportation à court terme de gaz naturel extracôtier néo-écossais supplémentaire. Bien qu'il ait décidé de ne pas mettre en œuvre de procédures qui feraient indûment obstacle au fonctionnement normal du marché du gaz naturel, l'Office s'est engagé à intensifier sa surveillance du marché du gaz dans les provinces Maritimes. Plus tard, l'Office a mis sur pied une Équipe de surveillance du marché des Maritimes, qui a consulté, dans le courant de l'hiver 2002-2003, plus d'une trentaine d'acheteurs, de vendeurs, de producteurs, d'expéditeurs, de représentants du gouvernement, d'organismes de réglementation et d'autres intéressés. L'ONÉ continuera de suivre

l'évolution de ce marché pour s'assurer que les vendeurs de gaz continuent de négocier de bonne foi et les Canadiens d'avoir accès au gaz extracôtier néo-écossais à des conditions, y compris les prix, semblables à celles dont bénéficient les clients à l'exportation

En octobre 2002, l'ONÉ a publié le rapport *Le marché du gaz naturel au Canada - Dynamique et prix : Mise à jour*. Le rapport constatait qu'en 2000-2001, le marché du gaz naturel avait été mis à rude épreuve par le faible niveau des stocks, les records de temps froid et les hausses de production négligeables, ce qui a entraîné une volatilité des prix sans précédent. Le rapport concluait que le marché était assez souple pour faire face à ces difficultés car le gaz naturel avait été produit, transporté et livré à sa juste valeur marchande.

En décembre 2002, l'Office a publié le rapport *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2002-2004*. Le rapport, qui faisait le bilan historique de l'activité de production et de forage et présentait des perspectives pour la période 2002-2004, concluait que l'industrie réagit bien aux variations des conditions du marché, comme en font foi les niveaux élevés de forage observés.

2. Achever les consultations publiques en vue de la production d'un rapport global sur les perspectives de l'offre, de la demande et des prix de l'énergie au Canada (le rapport sur l'offre et la demande) et publier le rapport.

Durant l'été 2002, l'ONÉ a tenu des consultations auprès d'un grand nombre de représentants de l'industrie, d'associations et de groupes d'intérêts afin de cerner les principaux déterminants et enjeux dont dépendent les perspectives à long terme dans le domaine de l'énergie au Canada. À partir de l'information recueillie, le personnel de l'Office a commencé à définir différents scénarios énergétiques à long terme. Une deuxième vague de consultations a eu lieu en janvier et février 2003 dans six villes canadiennes en vue de sonder l'opinion du public sur ces scénarios : plus de 150 organismes et particuliers y ont participé. Le public a également été invité à soumettre ses commentaires par écrit et une trentaine de mémoires ont été reçus et examinés. Ces rencontres ont permis de discuter en profondeur de l'avenir énergétique du Canada, sans compter que les mémoires présentés ont eu des effets importants sur les hypothèses et les analyses que l'on trouve dans le rapport. Le document final intitulé *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* a été publié le 3 juillet 2003 sur le site Web de l'ONÉ, sur CD-Rom et sur support papier.

Le rapport *Le secteur de l'électricité au Canada, Exportations et importations : Évaluation du marché de l'énergie*, publié en janvier 2003, analyse les effets de la restructuration de l'industrie de l'électricité au cours de la dernière décennie. Il conclut que les exportations ont diminué depuis le milieu des années 90 et qu'on ne devrait pas escompter à brève échéance de hausses sensibles des exportations.

3. ***Continuer à se préparer en vue d'une audience sur une demande concernant un gazoduc à partir du Nord.***

Dans la partie 3.2, nous avons parlé des mesures prises afin de rationaliser la démarche de réglementation entourant une éventuelle demande en vue de la construction d'un gazoduc dans le Nord, y compris la formation de partenariats avec d'autres organismes pour réduire les chevauchements et la préparation à l'examen des enjeux uniques que soulèverait une pareille demande.

4. ***Étudier et mettre en œuvre de nouvelles approches réglementaires pour résoudre les différends au sein de l'industrie.***

L'ONÉ continue d'explorer, en collaboration avec les intervenants, des approches bien adaptées aux besoins de toutes les parties intéressées. L'ONÉ a apporté des modifications à ses lignes directrices concernant les règlements négociés et il a mis au point en 2002-2003 un cadre de mécanisme approprié de règlement des différends (voir aussi en 3.4).

5. ***Mettre en œuvre de nouvelles méthodes de traitement des demandes (p. ex., du matériel d'orientation à l'intention des demandeurs pour leur permettre d'accélérer le dépôt des renseignements exigés par l'Office).***

L'Office revoit sans cesse l'efficacité de ses processus, en concentrant ses efforts relatifs aux autorisations réglementaires là où ils peuvent avoir le plus d'impact et en simplifiant les processus dans toute la mesure du possible. En 2002, l'Office a publié une version révisée de l'*Ordonnance de simplification en vertu de l'article 58*, qui permet aux sociétés d'entreprendre certains projets d'installations courants sans devoir demander l'autorisation de l'Office. La révision a eu pour résultat d'exclure un nombre accru de projets courants du processus de demande de l'Office.

L'une des principales causes expliquant les longs délais de traitement est que les demandes soumises sont incomplètes. Pour contrer le problème, l'Office a entrepris en 2002 de passer en revue ses DED, lesquelles établissent quels renseignements il faut déposer avec les demandes soumises à l'Office. La première étape, dite du « Processus », qui s'est achevée en janvier 2003, visait à identifier les intéressés et à leur demander de signaler les aspects des Directives qui les intéressent. Ils ont également été invités à exprimer leur point de vue sur les Directives existantes et à dire comment ils aimeraient participer d'ici à la fin du projet. Un des principaux résultats de cette première étape a été la décision que le personnel de l'ONÉ élaborerait les premières ébauches des parties révisées des Directives, pour servir de base de discussion/consultation lors de la deuxième étape, dite du « Contenu », du projet. Puis suivra la troisième étape, dites des « Commentaires ». Le projet dans son ensemble devrait se terminer en décembre 2003.

6. ***Définir les mécanismes de réglementation nécessaires à l'évaluation des incidences environnementales des exportations d'électricité (p. ex., modifier les Directives de l'Office se rapportant aux exportations d'électricité).***

S'agissant des autorisations générales, les conditions rattachées aux permis d'exportation d'électricité (p. ex., la source de la production à exporter) ne sont peut-être pas connues, ce qui pourrait poser des difficultés pour l'évaluation des incidences environnementales. En guise de mesure provisoire, l'Office avait formulé des demandes de renseignements propres à une demande, afin de compléter l'information exigée par les Directives de l'Office se rapportant aux exportations d'électricité. En 2002-2003, l'Office a précisé les exigences en matière d'information énoncées dans ses Directives, éliminant ainsi le besoin de demandes de renseignements particulières. Cette mesure va améliorer l'évaluation environnementale des autorisations générales d'exportation d'électricité et réduire, dans certains cas, les délais de traitement. Nota : Pour des renseignements plus complets sur l'efficience économique, consulter le *Rapport annuel 2002* de l'ONÉ.

3.4 But 4

L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.

3.4.1 Contexte

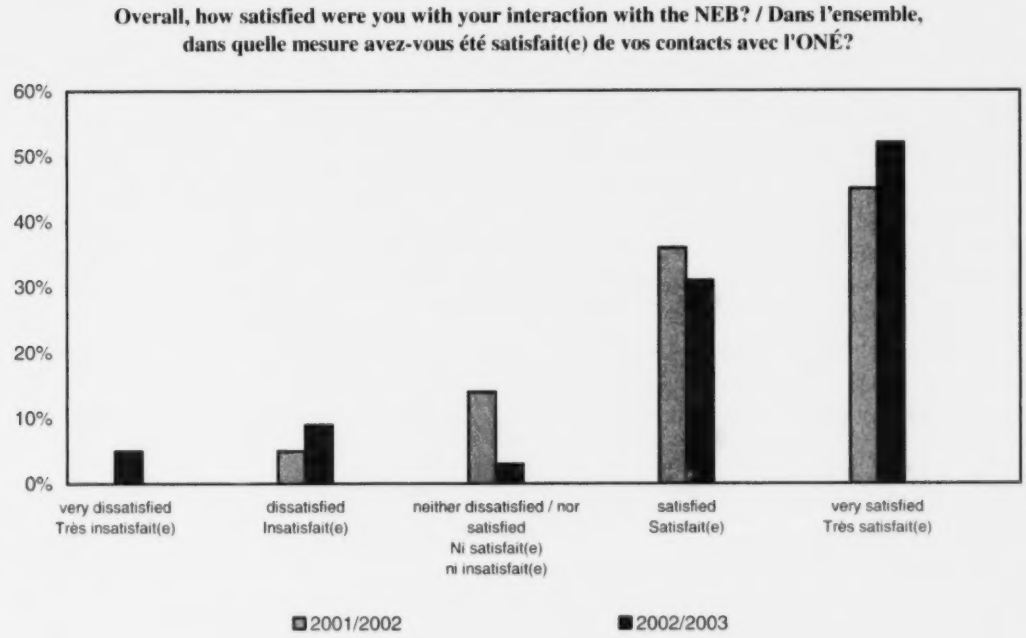
L'Office cherche à s'adapter aux nouveaux besoins du public et à offrir plus de possibilités aux intéressés de participer aux dossiers qu'il traite. L'Office ne ménage pas ses efforts pour offrir à la population des moyens transparents et accessibles d'exprimer ses vues et de participer aux dossiers qu'il traite. C'est le résultat des efforts consentis par l'Office pour instaurer une culture qui relève et élimine les obstacles à la participation. Au cours de la dernière année, l'Office a modifié sa procédure d'audience afin de mieux répondre aux besoins des personnes désireuses de participer; la technologie continue d'offrir d'autres moyens aux intéressés. D'après un sondage réalisé auprès de ces derniers, ceux-ci sont généralement satisfaits des processus de l'Office (figure 12), 83 % d'entre eux se disant « satisfaits » ou « très satisfaits » de leurs contacts avec l'Office.

3.4.2 Stratégie

L'Office a défini une stratégie pour le but 4 dans son RPP 2002-2003 :

- Permettre aux Canadiens de participer efficacement aux dossiers que l'Office traite.

Figure 12 : Résultats des sondages postérieurs aux audiences



3.4.3 Objectifs clés et résultats globaux

Pour évaluer le succès de la stratégie et des mesures relatives au but 4, l'Office a utilisé quatre critères de mesure de rendement. Premier critère :

La portée des mécanismes de participation du public mis en œuvre par l'Office

Pour évaluer son degré de réussite à l'égard du but 4, l'Office tient compte du nombre de techniques différentes qu'il emploie pour faciliter la participation du public à ses processus. Au cours du dernier exercice, l'Office a utilisé plusieurs moyens pour susciter la participation du public : journées portes ouvertes, consultations, séances d'information, groupes de discussion, conférences techniques et ateliers. Ces événements ont eu lieu à des endroits permettant au plus grand nombre de résidents de participer.

Des séances publiques d'information ont été organisées à l'intention des personnes désireuses de savoir comment participer à une procédure d'audience. Ainsi, au cours du dernier exercice, des séances d'information ont été tenues pour les audiences suivantes : pipeline Grizzly et agrandissement de la canalisation principale Sud, de Westcoast; franchissement du détroit de Georgia; et Énergie NB.

Des séances de consultations publiques ont été tenues à l'intention des intéressés pour leur permettre de s'exprimer sur des questions jugées utiles lors d'une audience ou dans un document en particulier, dans le cas notamment du franchissement du détroit de Georgia, d'HydroOne (appel de commentaires écrits du public concernant la portée de

l'évaluation environnementale) et du Rapport sur l'offre et la demande (sept séances dans six villes).

Deuxième critère :

> *Le nombre de nouvelles technologies employées pour améliorer l'accès aux processus et aux renseignements de l'Office*

Reconnaissant que participer en personne à ses travaux n'est pas souhaité par tous, l'Office a mis son site Web à disposition pour fournir de l'information et recueillir des commentaires. C'est ainsi qu'il a obtenu une rétroaction sur son projet de *Règlement sur la prévention des dommages*, la version révisée des DED, le mécanisme approprié de règlement des différends et le *Rapport sur l'offre et la demande*. Sur son site Web, l'ONÉ a sollicité les commentaires du public sur la définition de la portée du projet et sur des ébauches de documents. Cet outil s'est révélé utile et il continuera d'être employé dans l'avenir. Le défi à cet égard est de faire en sorte que les intéressés soient suffisamment informés des options offertes et qu'ils puissent avoir accès à l'information quand et où ils en ont besoin.

On peut entendre les délibérations de toutes les audiences publiques de l'Office à son site Internet. Cela facilite la participation des citoyens qui s'intéressent directement ou indirectement à l'audience mais ne peuvent y assister en personne. Des services d'interprétation simultanée sont également offerts lorsque des personnes d'expression française participent à une audience. Des transcriptions écrites sont à la disposition des intervenants sur le site Web de l'Office dans les 24 heures suivant l'audience.

Troisième critère :

> *La mesure où l'Office consulte les groupes cibles et engage leur collaboration dans la rédaction de « guides de participation du public »*

Le Plan de coopération sur le Nord (voir p. 18) a été mis de l'avant par l'Office et élaboré en collaboration avec de nombreux organismes en prévision d'un important gazoduc qui traverserait les Territoires du Nord-Ouest. Une des principales composantes du Plan de coopération est le *Plan de participation du public*, destiné à coordonner les efforts dans le cadre de l'examen réglementaire des demandes et à assurer une participation efficace du public à un processus lui-même efficace.

L'Office a également été invité par l'Association canadienne des producteurs pétroliers à exprimer ses vues en prévision d'un guide de participation du public. Ce document devrait paraître à l'automne 2003.

3.4.4 Programme d'intervention et résultats des mesures principales en 2002-2003

L'Office a relevé, dans son RPP 2002-2003, plusieurs mesures principales dans le cadre du but 4. Il sera question ci-dessous des mesures principales et des résultats qui en découlent.

1. Mettre en œuvre un programme de participation du public qui réponde à la multiplicité des besoins des groupes d'intérêts.

Pour atteindre le but 4, l'Office a élaboré un programme de participation du public afin de promouvoir l'échange de renseignements et favoriser le dialogue entre les divers intéressés en ce qui concerne ses processus et ses programmes.

Plusieurs initiatives lancées au cours du dernier exercice ont été conçues selon les principes de participation du public de l'Office. Quelques exemples :

- Adoption d'options de participation du public en réponse au nombre croissant d'intervenants voulant participer aux audiences de l'ONÉ. Résultat : un processus plus efficace et un plus grand nombre d'options de participation
- Ensemble de directives en langage clair pour tous les documents de l'Office, notamment un modèle d'ordonnance d'audience en langage clair. Résultat : des documents plus faciles à consulter répondant à la multiplicité des besoins des intéressés.
- Élaboration d'un mécanisme approprié de règlement des différends, qui offre plusieurs options pour résoudre les différends en plus du processus réglementaire traditionnel de l'Office. Sa mise en oeuvre est prévue pour 2003-2004
- Publication, en mars 2002, d'un document d'orientation sur la consultation des peuples autochtones, qui précise le rôle de l'Office lorsque la Couronne pourrait devoir les consulter. En avril 2002, l'Office a diffusé d'autres directives aux sociétés réglementées, détaillant la nature des renseignements qu'elles devraient inclure dans leurs demandes lorsque le projet envisagé risque de porter atteinte aux droits des Autochtones. En réponse aux préoccupations exprimées par d'autres ministères et par l'industrie, l'Office a proposé un modèle d'essai à Ressources naturelles Canada et à d'autres ministères fédéraux. Une décision est attendue au cours de l'année qui vient quand au sort qui sera réservé à l'approche du modèle d'essai.

Les principes du Programme de participation du public que l'Office a adoptés ont également servi de cadre à la participation du public dans plusieurs de ses initiatives tout au long de l'année. Il y a eu notamment consultation des représentants de l'industrie, des groupes de protection de l'environnement, des Autochtones et des propriétaires fonciers en ce qui concerne la version révisée des DED de l'Office et l'élaboration du Rapport sur l'offre et la demande.

Le personnel de l'Office a lui aussi poursuivi ses efforts dans le domaine de la participation du public en participant lui-même à des stages de formation offerts par l'International Association of Public Participation.

2. Mettre en œuvre une stratégie globale de communications.

Il y a eu ébauche d'un plan de communications en plusieurs étapes qui serait implanté dans l'ensemble de l'Office. Il comporte des mesures destinées à appuyer chacun des quatre buts de l'Office. Pendant la période, des travaux ont débuté sur plusieurs stratégies identifiées dans le plan, lesquelles devraient devenir pleinement opérationnelles en 2003-2004.

3. Adopter les principes de normalisation du gouvernement concernant les sites Internet.

Des améliorations ont été apportées en même temps que le lancement du dépôt électronique afin de répondre aux normes de présentation uniforme du gouvernement du Canada. Les travaux étant terminés, le site Internet de l'Office est désormais conforme à ces normes.

4. Continuer de mesurer le degré de satisfaction en ce qui concerne les services, l'information et les processus de l'Office.

L'Office continue de mesurer le degré de satisfaction des intéressés et d'en faire rapport, tout en cherchant des moyens de mieux sonder l'opinion. Avec l'adoption l'an dernier d'une nouvelle mesure plus sophistiquée pour le but 4, l'Office a commencé à se pencher sur l'intégration des indicateurs de réussite dans ses pratiques quotidiennes. Ainsi, il a créé des cartes de commentaires qui seront insérées dans certaines de ses publications. Le sondage postérieur aux audiences a été perfectionné pour refléter les changements dans la saisie des renseignements, et la méthode d'administration des sondages a été révisée. La difficulté résidait dans la coordination des efforts des équipes chargées de fournir des services aux intéressés, pour mettre au point, à partir des mécanismes existants, des outils de mesure et pour comparer nos progrès. Il faudra continuer à explorer davantage la collecte de résultats.

5. Intégrer le dépôt électronique dans les procédés au jour le jour de l'Office.

Le dépôt électronique est un moyen efficace et accessible de déposer et consulter des documents touchant les questions réglementaires, car il permet aux intéressés de participer plus facilement au processus réglementaire. L'Office poursuit ses efforts en vue d'intégrer le dépôt électronique dans ses opérations journalières. Au cours de la première année d'exploitation du système, des améliorations y ont été apportées afin de l'adapter aux besoins des utilisateurs finals. Durant la période, 4 657 documents ont été déposés par voie électronique. D'autres améliorations seront apportées. L'utilisation de cette technologie est un défi pour l'Office en ce qu'elle transforme fondamentalement sa façon de travailler. Il faudra du temps pour sensibiliser les gens au bien-fondé du dépôt

électronique. L'Office devra donner l'exemple pour inciter les demandeurs et les intéressés à soumettre, déposer et consulter les documents par voie électronique.

Partie IV : Initiatives de gestion

4.1 Fonction moderne de contrôleur

L'ONÉ considère l'initiative Fonction moderne de contrôleur comme un cadre global qui permet de structurer et focaliser les activités visant à améliorer la gestion. Ces activités devraient aboutir à un programme de gestion intégrée qui se traduira ultérieurement par des pratiques de gestion simplifiées, efficaces et efficientes pour le bénéfice de nos employés et de nos partenaires externes, notamment les sociétés réglementées. L'initiative Fonction moderne de contrôleur nous a permis de rassembler ces actions discrètes et d'adopter une approche plus stratégique de l'amélioration constante des processus de gestion et de décision.

Notre évaluation de la capacité a été effectuée à l'aide de l'outil du Secrétariat du Conseil du Trésor, Évaluation de la capacité, par la firme PriceWaterhouseCoopers entre mai et juillet 2002; le rapport final a été présenté à notre Équipe de direction (comité de la haute direction) en octobre 2002. Les résultats de l'évaluation de la capacité ont été extrêmement utiles, en venant confirmer que les diverses initiatives de gestion mises en œuvre au cours des dernières années et actuellement en cours sont alignées sur les pratiques modernes de gestion et que nous devrions poursuivre nos efforts dans ce sens. Les points forts et les possibilités d'amélioration nous ont aidés à établir nos priorités afin de concentrer nos efforts d'une manière intégrée.

Au cours des deux dernières années, l'ONÉ a élargi son processus de planification stratégique afin de mettre au point des indicateurs de rendement pour ses buts stratégiques. Des indicateurs de niveau élevé sont maintenant en place pour tous les buts, l'objectif étant d'avoir des indicateurs de niveau intermédiaire et de niveau bas pour tous les buts d'ici à 2005. En 2002-2003, nous avons commencé à suivre les dépenses d'une manière qui prend appui sur la communication intégrée de l'information financière et non financière et nous veillons à ce que les critères de mesure du rendement qui ont été établis comprennent des indicateurs de rendement financier et des indicateurs de rendement non financier.

Alors que la gestion des risques dans certains de nos programmes opérationnels est en place depuis un certain nombre d'années déjà, nous sommes toujours en voie de l'intégrer pleinement à nos programmes de gestion interne. En 2002-2003, l'ONÉ a marqué des progrès au niveau de l'intégration de la gestion des risques dans un plus grand nombre de ses processus de gestion, particulièrement dans le domaine des technologies de l'information. Cette avancée a jeté les bases de l'élaboration d'un cadre de gestion des risques pour l'ONÉ, y compris l'élaboration d'un profil de risque de l'organisation qui reste à établir avant la fin de l'année civile 2003.

L'Office n'a ménagé aucun effort pendant le dernier exercice pour redéfinir et mettre en œuvre de nouveaux processus opérationnels pour sa gestion financière. À la fin de mars 2003, le système de gestion financière de l'ONÉ était installé au poste de travail de chacun des gestionnaires des centres de coûts, qui sont responsables de la gestion directe des budgets et des dépenses. Un avantage secondaire du système récemment installé est

l'intégration de spécialistes fonctionnels aux processus de décision de gestion dans l'ensemble de l'organisation – présage d'un rôle de spécialiste fonctionnel évolué au sein de la Fonction moderne de contrôleur.

L'ONÉ accorde une grande importance au soutien de ses employés pour qu'ils adhèrent totalement à ses valeurs et principes. Notre rapport sur l'évaluation de la capacité indique que [traduction] « l'ONÉ a conçu sept énoncés de valeurs diffusés dans toute l'organisation et regroupés dans un code régissant la conduite des employés ». Toutefois, notre sondage d'opinion auprès des employés, réalisé en novembre 2002, a révélé que ce ne sont pas toutes les valeurs de l'organisation qui sont adoptées avec bonheur. Des mesures sont prises pour faire en sorte que toutes les valeurs de l'Office sont respectées uniformément partout en son sein.

4.2 Amélioration de la prestation des services

L'Office a jeté les bases de cette initiative en élaborant des critères de mesure de son succès à cet égard, en collaboration avec de nombreux employés affectés aux différents aspects de la prestation des services à la population. Plusieurs ateliers ont été organisés afin d'examiner les pratiques actuelles et déterminer des moyens efficaces de mesurer la satisfaction des clients. À partir de là, l'Office a identifié les méthodes de collecte de données et établi des priorités.

L'Office est maintenant en train de comparer son rendement dans certains services et de mettre au point des normes de service qui conviennent aux besoins des clients tout en contribuant à une plus grande efficacité des processus de travail

4.3 Gouvernement du Canada branché

Le réseau Internet continuera de jouer un rôle important dans la diffusion de l'information et la prestation de services efficaces aux Canadiens. Ainsi, l'Office a poursuivi ses efforts pour perfectionner son système de dépôt électronique afin d'en faciliter l'intégration dans ses opérations au jour le jour. Il a prévu une conférence technique en vue de recueillir les commentaires des intéressés qui ont déposé des documents au moyen du système de dépôt électronique.

L'Office a également remanié son site Web pour assurer l'accessibilité de l'information à tous les Canadiens, y compris ceux qui ont des problèmes de vision, d'audition ou de mobilité. Ces développements découlent des résultats du service WATS (service de mise à l'essai de l'accessibilité du Web) et des recommandations qui ont suivi.

Ces améliorations rendront la fonction de recherche plus conviviale et permettront aux appareils de lecture employés par ceux qui éprouvent des problèmes de vision ou d'audition d'offrir une information plus complète.

4.4 Développement durable

L'ONÉ fait la promotion du développement durable, si l'on tient compte du principe généralement reconnu selon lequel le développement durable est un développement qui « répond aux besoins du présent sans compromettre la possibilité pour les générations futures de satisfaire les leurs ». Ce concept implique une intégration des facteurs environnementaux, économiques et sociaux.

Ainsi, d'après l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office ne doit délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline que « s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur... »; ce faisant, l'Office « tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents », notamment « les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis, avoir sa décision ». En règle générale, avant de rendre ses décisions, l'Office évalue les facteurs environnementaux, économiques et sociaux, de même que les conditions du marché et les questions touchant la sécurité.

L'ONÉ, par sa politique environnementale, s'est engagé à promouvoir le recours à des processus décisionnels judicieux sur le plan de l'environnement pour toutes ses activités, ce qui est conforme aux principes de développement durable. De plus, en tant que mesure de développement durable, l'Office a poursuivi en 2002-2003 la mise en œuvre de ses plans concernant le SGES. Le SGES s'appuie sur la norme ISO 14001. Il sert à fixer les priorités, à établir des plans de travail et à promouvoir l'amélioration continue des méthodes utilisées pour atteindre des résultats positifs sur le plan de l'environnement et de la sécurité.

L'ONÉ s'acquitte de ses fonctions à cet égard en appliquant la méthode d'examen axée sur les conditions du marché, pour ce qui concerne les exportations à long terme de gaz, et la méthode de l'accès équitable au marché, dans le cas du pétrole et de l'électricité. Ces mécanismes prennent appui sur le concept voulant que des marchés efficients (concurrentiels) sont les plus aptes à assurer que les besoins actuels et futurs des Canadiens et Canadiennes sont satisfaits. À cette fin, l'Office surveille les marchés de l'énergie et communique des renseignements sur leur état actuel et les perspectives, sous forme d'Évaluations du marché de l'énergie et, surtout, de prévisions à long terme publiées périodiquement sur l'offre et la demande d'énergie au Canada.

L'Office applique également les principes de développement durable dans ses activités internes. Par exemple, il participe aux travaux du Alberta Common Services Council Committee on Sustainable Development, qui s'intéresse à l'élaboration de méthodes d'exploitation propices au développement durable. Depuis onze ans, le personnel de l'Office participe au Défi transport de Calgary, une initiative qui incite les navetteurs à utiliser les transports en commun; l'ONÉ s'est souvent classé premier dans sa catégorie.

4.5 Gestion du matériel, approvisionnement et adjudication de contrats

Dans la mesure du possible, l'ONÉ achète à des sociétés autochtones une partie du matériel dont il a besoin. Conformément à la Stratégie d'approvisionnement auprès des entreprises autochtones, l'ONÉ se donne annuellement des objectifs de rendement à cet

égard, évalue les occasions d'augmentation éventuelle des achats auprès de ces entreprises et recherche de telles occasions. En 2002, l'Office a dépassé de 5 % son objectif en termes de valeur monétaire des contrats adjugés.

4.6 Politique concernant les voyages

L'ONÉ est devenu un employeur distinct en vertu de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique*, à compter du 31 décembre 1992, par décret (C.P. 1992-2595). En vertu de ce décret, la gestion du personnel, telle que la définit la *Loi sur la gestion des finances publiques*, a été déléguée au président de l'ONÉ. Pour les employés syndiqués, l'ONÉ a convenu d'adopter les politiques du Conseil national mixte, qui sont modifiées en temps opportun, dans le cadre des conditions d'emploi.

4.7 Diversification des modes de prestation des services

S/O

4.8 Information sur la tarification externe

Nom de l'activité – Réglementation et avis en matière d'énergie

L'ONÉ réglemente, dans l'intérêt du public, les aspects suivants des industries du gaz, du pétrole et de produits autres que des hydrocarbures, et de l'électricité :

- la construction et l'exploitation des pipelines
- la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées
- le transport ainsi que les droits et les tarifs des pipelines
- les exportations de pétrole, de gaz et d'électricité, et les importations de gaz et de pétrole
- les activités pétrolières et gazières sur les terres pionnières non assujetties à une entente fédérale-provinciale

Pouvoir d'établissement des frais

La tarification externe de l'ONÉ est régie par le paragraphe 24.1 (1) de la Loi sur l'ONÉ. Depuis le 1er janvier 1991, en vertu du *Règlement sur le recouvrement des frais*, l'Office recouvre des sociétés de son ressort ses frais de fonctionnement. L'Office est mandaté pour déterminer quels coûts seront exclus des dépenses du programme pour les fins du recouvrement des frais.

Tableau 5 : Information sur la tarification externe

Type de frais	Recettes réelles 2002-2003 (en milliers de dollars)	Coût total prévu pour fournir les biens et les services (en milliers de dollars)
Service réglementaire	35 727,7 $	37 396,7 $
Droits et privilèges	1,0 $	--- $
Autres biens et services	106,0 $	106,0 $

Consultation et analyse

Lorsque le Comité de liaison sur le recouvrement des frais (CLRF) de l'ONÉ a été créé, en juillet 1990, il était prévu qu'il serait composé d'un représentant de chacun des grands groupes ou associations de l'industrie. Le CLRF se réunit quatre fois l'an. Il est investi d'un mandat de consultation et de communication en ce qui regarde la méthodologie et la réglementation du recouvrement des frais. Il fournit également à l'ONÉ l'occasion d'expliquer ses états financiers et de discuter de ses prévisions de dépenses. Les résultats du rendement de l'Office sont présentés chaque trimestre au CLRF.

Normes de service

L'ONÉ s'est donné quatre buts en ce qui concerne la sécurité, l'environnement, l'efficience économique et la participation du public. À chaque but correspondent des critères de mesure du rendement de niveaux bas, intermédiaire et élevé.

Résultats du rendement

Des indicateurs de rendement ont été établis pour chacun des quatre buts. S'agissant du but 1, on a constaté au cours des dernières années une amélioration constante du rendement de l'industrie en matière de sécurité. Par exemple, le nombre d'incidents à signaler en 2002-2003 était inférieur à celui des années précédentes; le nombre de blessures invalidantes a fléchi comparativement aux années précédentes; et les plaintes des propriétaires fonciers ont sensiblement diminué. Toutefois, le nombre de ruptures signalées a augmenté pour passer d'une rupture en 1999 et en 2000 à deux ruptures en 2001 et trois ruptures en 2002.

Les mesures liées au but 2 comprennent notamment l'évaluation des conditions environnementales imposées par l'ONÉ dans ses autorisations d'installations et le nombre de rejets importants d'hydrocarbures liquides par an. Dans le premier cas, l'ONÉ a constaté qu'en mesurant les résultats des conditions environnementales, cela permettait une amélioration constante de la clarté et de l'efficacité de ses conditions. Dans le second cas, l'ONÉ s'est donné pour cible *zéro rejet majeur* par an : au cours des deux dernières années civiles (2001 et 2002), un rejet important s'est produit chaque année. L'ONÉ travaille également de concert avec diverses associations énergétiques du Canada pour établir des indicateurs de rendement environnemental appropriés pour l'industrie.

S'agissant du but 3, un critère clé de mesure du rendement est la preuve que les marchés canadiens de l'énergie fonctionnent bien. Un des principaux indicateurs est le fait que les prix payés pour le gaz naturel sur le marché intérieur sont semblables aux prix à l'exportation. Cela a été le cas pendant la période 2002-2003. Un autre indicateur clé de l'efficience économique est le délai de traitement des demandes. Dans ce cas, l'ONÉ cherche à maintenir, voire réduire, ses délais de traitement.

S'agissant du but 4, l'ONÉ suit un certain nombre de critères de mesure du rendement. Par exemple, dans un récent sondage, 92 % des participants étaient soit satisfaits, soit très satisfaits des services de l'ONÉ.

Dans l'ensemble, la mise en œuvre d'un système complet de mesures du rendement permet à l'Office d'affecter ses ressources avec plus d'efficacité, dans un effort constant pour améliorer sans cesse la prestation de son programme.

Processus de gestion des différends

L'ONÉ n'a pas de procédure de gestion des différends comme telle. Dans l'éventualité d'un différend sur la tarification externe, le dossier est renvoyé à la direction, qui prend normalement une décision. Si le différend n'est pas réglé à ce niveau, le dossier est soumis au CLRF aux seules fins de discussion. S'il la direction et le CLRF ont estimé que la question ne cadre pas dans le *Règlement sur le recouvrement des frais* de l'Office, la question est alors renvoyée à l'Office qui tranchera.

Note 1 : Pour tous renseignements supplémentaires concernant la tarification externe, consulter le site Web de l'ONÉ à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

Note 2 : L'écart entre les recettes réelles et le coût total de la prestation des biens ou services s'explique par le fait que deux périodes ont été utilisées, c'est-à-dire que les recettes sont basées sur une année « civile » et le coût total sur l'année « financière ». Comme le stipule le *Règlement sur le recouvrement des frais*, la tarification pour l'année qui vient tient compte des rajustements de l'année précédente. Ces rajustements permettent à l'ONÉ de facturer aux sociétés réglementées tous les frais réglementaires recouvrables relevés.

Note 3 : La tarification externe s'entend de toutes les sources de recettes non fiscales, au Canada ou à l'étranger, soit de personnes ou d'organismes à l'extérieur de l'administration fédérale. Cela ne comprend pas les frais applicables entre les ministères ou les organismes répertoriés à l'annexe I, à l'annexe I.1 et à l'annexe II de la *Loi sur la gestion des finances publiques*; toutes les recettes non fiscales relatives aux services réglementaires, aux droits et privilèges et à d'autres biens et services.

Ne comprend pas : les amendes et les autres peines; les gains (pertes) sur opérations de change; les revenus de placements; les contributions recouvrables; le produit de la vente de biens immobiliers et d'autres biens excédentaires; ou les remboursements des dépenses des exercices antérieurs, ou les rajustements des CAFE.

Annexe A : Information financière

Tableau 1 : Sommaire des crédits approuvés

Besoins financiers par autorisation (en millions de dollars)				
		2002-2003		
		Dépenses prévues	Autorisations totales	Dépenses réelles
Crédit	**Office national de l'énergie**			
30	Dépenses de fonctionnement	30,2	32,8	31,2
(S)	Régime d'avantages sociaux des employés (RASE)	4,3	4,2	4,2
Total pour l'Office national de l'énergie		34,5	37,0	35,4

Tableau 2 : Comparaison des dépenses totales prévues et des dépenses réelles

Dépenses prévues par opposition aux dépenses réelles (en millions de dollars)			
Office national de l'énergie	2002-2003		
	Dépenses prévues	**Autorisations totales**	**Dépenses réelles**
ÉTP	312,50	308,93	287,26
Fonctionnement	34,5	37,0	35,4
Immobilisations	-	-	-
Subventions et contributions votées	-	-	-
Total des dépenses brutes	34,5	37,0	35,4
Moins :			
Recettes disponibles[1]	-	-	-
Total des dépenses nettes	34,5	37,0	35,4
Autres recettes et dépenses			
Recettes non disponibles[2]	(35,2)	(35,2)	(35,9)
Coût des services offerts par d'autres ministères	5,1	5,1	5,3
Coût total du programme	4,4	6,9	4,8

1 Appelées auparavant « Recettes à valoir sur le crédit ».

2 Appelées auparavant « Recettes à valoir sur les recettes générales du gouvernement (RGG) ».

Tableau 3 : Comparaison historique des dépenses totales prévues et des dépenses réelles

Dépenses prévues par opposition aux dépenses réelles par secteur (en millions de dollars)					
			2002-2003		
	Dépenses réelles 2000-2001	Dépenses réelles 2001-2002	Dépenses prévues	Autorisations totales	Dépenses réelles
Office national de l'énergie	30,6	33,0	34,5	37,0	35,4
Total	30,6	33,0	34,5	37,0	35,4

Tableau 4 : Recettes

Recettes non disponibles (en millions de dollars)					
			2002-2003		
	Recettes réelles 2000-2001	Recettes réelles 2001-2002	Recettes prévues	Autorisations totales	Recettes réelles
Office national de l'énergie	30,7	31,3	35,2	35,2	35,9
Total des recettes non disponibles [1]	30,7	31,3	35,2	35,2	35,9

1 Appelées auparavant « Recettes à valoir sur les recettes générales du gouvernement (RGG) ».

Annexe B : Initiatives de réglementation

Le tableau suivant présente un sommaire des initiatives de réglementation en cours.

Instrument réglementaire	Résultat attendu
Règlement sur les usines de traitement	Production d'un règlement sur les installations du ressort de l'ONÉ qui se veut moins normatif et davantage axé sur les buts. Plus grande responsabilisation des sociétés à l'égard de la sécurité de leurs installations et importance accrue de la vérification par l'organisme de réglementation. Le règlement est entré en vigueur suivant sa publication dans la partie II de la Gazette du Canada le 12 février 2003.
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Parties I et II; et *Règlement sur la prévention des dommages*	Production d'un règlement sur les installations du ressort de l'ONÉ qui se veut moins normatif et davantage axé sur les buts, afin d'assurer plus efficacement la sécurité à proximité de pipelines.
Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie	Production d'un règlement réputé être équitable en ce qui concerne la répartition des coûts découlant des activités de l'ONÉ. Les modifications au Règlement sont entrées en vigueur suivant leur publication dans la partie II de la Gazette du Canada le 6 novembre 2002.
Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada; Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de Terre-Neuve; et *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*	Production d'un règlement moins normatif et davantage axé sur les buts visant les activités qui relèvent de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Conciliation avec les règlements élaborés en vertu des lois de mise en oeuvre des Accords. Mise à jour et harmonisation des règlements régissant les activités de plongée menées dans le cadre des programmes d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz dans les régions pionnières.
Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada; Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz dans la région extracôtière de Terre-Neuve; et *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse*	Fusion du *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada* et du *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz au Canada*. Modernisation des règlements et simplification de leur administration.
Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres	Modification du règlement actuel à la lumière de l'expérience et de la compétence acquises en matière d'appareils et de tuyauterie sous pression.

Instrument réglementaire	Résultat attendu
Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)	Mise à jour du Règlement pour le rendre conforme au *Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail*, pris aux termes du *Code canadien du travail*.
Changements d'ordre général aux règlements visant les régions pionnières	Incorporation des recommandations faites par le Comité mixte permanent d'examen de la réglementation sur un bon nombre de règlements pris aux termes de la LOPC et des lois de mise en oeuvre des Accords. La version du gouvernement canadien a été publiée dans la partie II de la Gazette du Canada le 8 mai 2002.
Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada; Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse; et *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la région extracôtière de Terre-Neuve.*	Mise à jour du Règlement pour y prévoir une autre société d'accréditation et pour fournir des définitions des zones terrestres et extracôtières. La version du gouvernement canadien a été publiée dans la partie II de la Gazette du Canada le 12 mars 2003.
Règlement concernant les chargés de projets responsables d'installations pétrolières et gazières dans la zone extracôtière au Canada; Règlement concernant les chargés de projets responsables d'installations pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de Terre-Neuve; et *Règlement concernant les chargés de projets responsables d'installations pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.*	Élaboration d'un nouveau règlement visant la qualification des gestionnaires d'installations extracôtières, qui soit acceptable pour les provinces des régions assujetties aux accords de mise en oeuvre.

Annexe C : Compte rendu des activités de réglementation

Les deux tableaux suivants présentent un sommaire des audiences publiques tenues par l'ONÉ et des demandes qui n'exigeaient pas la tenue d'une audience pour la période allant du 1er avril 2002 au 31 mars 2003.

Audiences orales	Résultat	Effet
Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée (EH-1-2002)	Audience tenue à Dorval (Québec) les 26 et 27 mars. Décision rendue le 6 juin 2002.	L'Office a approuvé le remplacement d'une section de 71 kilomètres d'une ligne internationale de transport d'électricité existante de 72,8 kilomètres qui va de la centrale Les Cèdres, au Québec, à un point de raccordement situé à Cornwall. L'Office a également approuvé la demande de Cedars Rapids pour ce qui est de reconstruire la ligne à 230 kilovolts et de l'exploiter à 120 kilovolts.
TransCanada PipeLines Limited (RH-4-2001)	Audience tenue à Calgary (Alberta) du 27 février au 4 avril. Décision rendue le 21 juin 2002.	L'Office a rejeté la demande de TransCanada concernant l'établissement d'un rendement équitable au moyen d'une nouvelle méthode, soit le coût moyen pondéré du capital après impôt, et a confirmé l'utilisation de la formule établie dans le cadre de la procédure relative au coût du capital des sociétés pipelinières (RH-2-94). L'Office a approuvé une augmentation de la part du capital-actions dans la structure du capital de TransCanada.
Province du Nouveau-Brunswick (MH-2-2002)	Audience tenue à Fredericton (N.-B.) du 15 au 30 juillet. Décision rendue le 19 septembre 2002.	L'Office a rejeté la demande du Nouveau-Brunswick, qui proposait que l'Office fixe des règles qu'il appliquerait dans l'examen de demandes d'ordonnances pour l'exportation à court terme d'approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais, si les approvisionnements de cette source ne permettaient pas de répondre à la fois à la demande canadienne et à la demande à l'exportation. L'Office a décidé qu'il devait rehausser ses activités de surveillance des marchés gaziers des Maritimes.
Westcoast Energy Inc. (GH-2-2002)	Audience tenue à Chetwynd (C.-B.) du 25 au 27 juin. Décision rendue le 14 novembre 2002.	L'Office a approuvé la construction d'environ 109,5 kilomètres de canalisations qui prolongent le réseau de transport de gaz naturel brut Grizzly, et d'un latéral de 5 kilomètres depuis un emplacement de puits en Colombie-Britannique à un point de raccordement avec le pipeline de prolongement Grizzly proposé.
Maritimes & Northeast Pipelines Management Ltd. (GH-3-2002)	Audience tenue du 30 septembre au 7 octobre à Saint Jean (N.-B.). Décision rendue le 5 décembre 2002.	L'Office a approuvé la construction d'une station de comptage pour le transfert de propriété et de deux stations de compression en Nouvelle-Écosse et de deux stations de compression au Nouveau-Brunswick.

Audiences orales	Résultat	Effet
Sumas Energy 2, Inc. (EH-1-2000)	Audience visant à étudier des motions préliminaires tenue à Abbotsford (C.-B.) du 18 au 23 octobre. Décision rendue le 9 décembre 2002. L'audience visant à étudier la demande commencera le 26 mai 2003.	L'Office a décidé qu'il examinera les effets environnementaux au Canada de la centrale électrique alimentée au gaz que Sumas propose de construire dans l'État de Washington. Demande visant la construction d'une ligne internationale de transport d'électricité à 230 kilovolts de 8,5 kilomètres (5,3 milles) qui débuterait à Sumas, dans l'État de Washington, et franchirait la frontière près d'Abbotsford.
Westcoast Energy Inc. (GH-1-2002)	Audience tenue à Abbotsford (C.-B.) les 8 et 9 juillet et à Chilliwack et Williams Lake (C.-B.) du 30 septembre au 9 octobre. Décision rendue le 28 janvier 2003.	L'Office a approuvé la construction de six doublements de gazoduc distincts sur une distance totale d'environ 55 kilomètres le long de la canalisation principale sud actuelle. Il a également approuvé la mise à niveau et la construction d'installations de stations de compression, ainsi que l'implantation d'installations de mesure à la station de comptage de Huntingdon, située à la frontière canado-américaine.
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (EH-1-2003)	Audience tenue à Saint Jean (N.-B.) le 24 mars. Décision en instance.	Demande visant la construction et l'exploitation d'une ligne internationale de transport d'électricité à 345 kilovolts qui s'étendrait sur 95,5 kilomètres du terminal de transmission existant de la centrale électrique de Pointe Lepreau à un point sur la frontière entre le Maine et le Nouveau-Brunswick, à l'ouest de St. Stephen (N.-B.).
Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GH-4-2001)	Commission d'examen conjoint. Audience tenue à Sidney (C.-B.) du 24 février au 19 mars. Décision en instance.	Demande visant la construction d'environ 60 kilomètres de pipeline, dont 44 kilomètres seraient en mer et 16 kilomètres à terre. Le pipeline s'étendrait d'un point situé sur la frontière canado-américaine, dans le passage Boundary, et se raccorderait au réseau existant de Centra Gas British Columbia Inc., à un point situé à l'ouest du lac Shawnigan, au sud de Duncan. Le projet proposé est une initiative conjointe de BC Hydro et de la société Williams Gas Pipeline Company.
TransCanada PipeLines Limited (RH-1-2002)	Audience tenue à Calgary (Alb.) du 26 février au 16 mai. Décision en instance.	Demande d'approbation des droits au titre des services de transport offerts sur le réseau principal en 2003.

Demandes n'exigeant pas la tenue d'une audience et autres questions	Nombre de décisions
Questions relatives à l'électricité	72
Questions relatives aux régions pionnières	95
Questions relatives au gaz naturel	183
Questions relatives aux liquides de gaz naturel	117
Questions relatives au pétrole	78
Questions relatives aux pipelines	344
Questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs	9
Autres questions	52

Annexe D : Lois appliquées

Lois

Loi sur l'Office national de l'énergie
Code canadien du travail, Partie II
Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
Loi fédérale sur les hydrocarbures
Loi sur l'administration de l'énergie
Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie
Loi sur le pipe-line du Nord
Loi sur les opérations pétrolières au Canada

Règlements pris et ordonnances rendues aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

Ordonnance de simplification des demandes XG/XO-100-2002 en vertu de l'article 58
Ordonnance n° MO-62-69 de l'Office national de l'énergie
Proclamation étendant au pétrole l'application de la partie VI de la Loi (7 mai 1970)
Règlement concernant la qualification des produits pétroliers
Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le pétrole et le gaz (partie VI de la Loi)
Règlement de l'Office national de l'énergie sur la signification
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, partie I
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, partie II
Ordonnance générale n° 1 relative aux conditions générales concernant les croisements par des pipelines
Ordonnance générale n° 2 relative aux conditions générales concernant les croisements de pipelines
Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et aux importations
Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement
Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs
Règlement modifiant le Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie (DORS/2002-375, 21 octobre 2002)
Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie
Règlement sur les croisements de lignes de transport d'électricité
Règlement sur les renseignements relatifs aux droits
Règles de 1986 sur la procédure des comités d'arbitrage sur les pipe-lines
Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, 1995

Directives, lignes directrices et protocoles aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

Conformité aux exigences touchant les renseignements sur l'environnement, prescrites par les Directives concernant les exigences de dépôt de l'Office (23 décembre 1997)

Consultation des peuples autochtones : Directives de l'Office national de l'énergie (4 mars 2002)

Dépôt électronique – *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie* (1995) (21 mars 2002)

Directives – Mise en application de la méthode de l'accès équitable au marché aux fins de l'octroi de licences d'exportation à long terme de pétrole brut et d'équivalents (17 décembre 1997)

Directives – Renseignements financiers soumis à l'Office national de l'énergie par les compagnies pipelinières du groupe 1 (6 décembre 2001)

Directives concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988 (révisées le 26 août 1998)

Directives concernant les exigences de dépôt (22 février 1995)

Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (12 juin 2002)

Excavations exploratoires et réparations/remplacements connexes de pipelines (28 février 2002)

Lignes directrices relatives aux renseignements environnementaux à produire par les demandeurs pour l'autorisation de construire et d'exploiter des usines de traitement de gaz et de chevauchement, des usines et des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), et des usines et des terminaux de liquides de gaz naturel (LGN), de gaz de propane liquéfié (GPL) et de butanes, aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (26 juin 1986)

Mesures de rendement déposées dans le cas des rapports de surveillance trimestriels à la fin de l'année (26 janvier 1996)

Notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (7 septembre 1999)

Office national de l'énergie – Éléments requis pour les programmes de protection civile et d'intervention en cas d'urgence (24 avril 2002)

Politique de vérification au titre de la réglementation financière de l'Office national de l'énergie (23 février 1999)

Procédures de dépôt des demandes d'ordonnance de droit d'accès présentées aux termes de l'article 104 (27 octobre 1999)

Protocole sur la conservation des registres comptables des compagnies du groupe 1 selon les *Règlements de normalisation de la comptabilité des gazoducs et des oléoducs* (30 novembre 1994)

Protocole sur la réglementation des compagnies du groupe 2 (6 décembre1995)

Renseignements sur l'approvisionnement en gaz à déposer aux termes du *Règlement concernant le pétrole et le gaz* (partie VI) (16 mai 1997)

Règlements pris aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*

Reglement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada
Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz
Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche du pétrole et du gaz au Canada
Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada
Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada
Règlement sur les opérations sur le pétrole et le gaz du Canada

Directives et notes d'orientation établies aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*

Directives concernant les programmes relatifs à l'environnement physique réalisés pendant les activités de forage pétrolier et de production des terres pionnières
Guidance Notes for the *Canada Oil and Gas Diving Regulations* [Note d'orientation relative au *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada*]
Guidance Notes for the *Canada Oil and Gas Drilling Regulations* [Notes d'orientation liées au *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*]
Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers
Notes à l'intention du demandeur – Demandes de déclaration de découverte importante et de déclaration de découverte exploitable

Règlements pris aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*

Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales
Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales

Règlements pris aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*

Règlement déterminant les autorités fédérales
Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale
Règlement sur la liste d'étude approfondie
Règlement sur la liste d'exclusion
Règlement sur la liste d'inclusion
Règlement sur le processus d'évaluation environnementale des projets à réaliser à l'extérieur du Canada
Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées

Règlements pris aux termes du *Code canadien du travail, Partie II*

Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail
Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)
Règlement sur les comités de sécurité et de santé et les représentants

Règlements pris aux termes de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*

Règlement sur l'exigence d'un examen préalable
Règlement sur l'utilisation des terres de la vallée du Mackenzie
Règlement sur la liste d'exemption

Dispositions prises aux termes de la *Loi sur le pipe-line du Nord*

Règlement sur l'avis d'opposition du pipe-line du Nord
Décret chargeant le ministre du Commerce extérieur comme ministre responsable de l'application de la Loi
Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres mises en réserve pour le parc national de Kluane
Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres territoriales
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le nord de la Colombie-Britannique
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le sud de la Colombie-Britannique
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Alberta
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Saskatchewan
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le tronçon du pipe-line du Nord longeant la rivière Swift en Colombie-Britannique
Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de certains ministres en vertu de certaines Lois au membre du Conseil Privé pour le Canada désigné comme ministre aux fins de la Loi
Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de l'Office national de l'énergie aux termes des parties I, II et III du *Règlement sur les gazoducs* au ministre désigné aux fins de la Loi

Règlement pris aux termes de la *Loi sur les terres domaniales* et de la *Loi sur les concessions de terres domaniales*

Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada

Annexe E : Coopération avec d'autres organismes

L'Office national de l'énergie coopère avec d'autres organismes afin de réduire les chevauchements en matière de réglementation et de fournir des services de réglementation plus efficaces.

Administration du pipe-line du Nord (APN)

L'Office assure une aide technique et administrative à l'APN, qui assume la responsabilité première, en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, de surveiller la planification et la construction du tronçon canadien du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, projet réalisé par Foothills Pipe Lines Ltd.

Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE)

Des membres du personnel de l'ONÉ prennent une part active aux travaux de l'ACÉE : ils font partie du Conseil supérieur de l'évaluation environnementale et siègent à titre d'observateurs au Comité consultatif de la réglementation. Cette participation se solde par une coordination efficace des responsabilités de réglementation en matière d'évaluation environnementale.

Alberta Energy and Utilities Board (EUB)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec l'EUB sur l'intervention d'urgence en cas d'incident pipelinier. Ce protocole prévoit des mécanismes d'aide mutuelle et d'intervention plus rapide et plus efficace des deux organismes en cas d'incident pipelinier en Alberta. L'ONÉ et l'EUB ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Alberta. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération. Ils travaillent actuellement à une nouvelle évaluation des ressources gazières en Alberta. L'ONÉ et l'EUB ont organisé et planifié ensemble la conférence de 2003 de CAMPUT, *Les marchés en transition, la réglementation en évolution* (voir CAMPUT ci-dessous).

Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT)

CAMPUT est un organisme sans but lucratif regroupant les commissions, régies et offices fédéraux, provinciaux et territoriaux chargés de réglementer les services publics d'électricité et d'aqueducs, les services de distribution de gaz et les entreprises pipelinières au Canada. Des membres de l'ONÉ siègent au comité exécutif de l'Association, pour promouvoir la sensibilisation et la formation des membres et du personnel des tribunaux d'utilité publique. De plus, des membres du personnel de l'ONÉ fournissent des services d'information et de l'assistance à CAMPUT en vue de l'organisation de ses conférences.

Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST)

L'ONÉ assume la responsabilité exclusive de la réglementation de la sécurité des oléoducs et des gazoducs de ressort fédéral, mais pour les enquêtes sur les accidents liés

aux pipelines, il œuvre de concert avec le BST. Les rôles et attributions de chaque organisme sont décrits dans un protocole d'entente.

Comisión Reguladora de Energía (CRE) du Mexique

Le personnel de l'ONÉ et celui de la CRE entretiennent des rapports informels suivis afin de mettre en commun l'expérience des deux organismes dans le domaine de la réglementation ainsi que l'information sur les marchés nord-américains de l'énergie. Les deux organismes se sont engagés à maintenir et à raffermir ces rapports, qui comprennent des visites réciproques du personnel.

Coopération au chapitre de l'évaluation des répercussions environnementales et de l'examen réglementaire d'un projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest

En 2002, l'ONÉ, de concert avec les offices et organismes chargés de l'évaluation environnementale et de l'examen réglementaire d'un grand projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest, ont diffusé un plan de coopération. Ce plan décrit les méthodes de coordination proposées en vue d'assurer que le processus d'examen de toute demande visant un tel projet, d'une part, soit efficace, souple et mené en temps opportun et, d'autre part, réduise les doubles emplois et assure une meilleure participation du public et des collectivités du Nord. Les partenaires de l'ONÉ qui ont participé à l'élaboration du plan sont l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, l'Office des terres et des eaux du Sahtu, l'Office Gwich'in des terres et des eaux, l'Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, le Bureau d'examen et le Comité d'étude des répercussions environnementales pour la région désignée des Inuvialuit, le Conseil inuvialuit de gestion du gibier, la Commission inuvialuit d'administration des terres, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, ainsi que des observateurs de la Première nation Deh Cho, du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et du gouvernement du Yukon.

Développement des ressources humaines Canada (DRHC)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec DRHC aux fins de l'application du *Code canadien du travail* dans le cas des activités et des installations qui sont du ressort de l'ONÉ et de la coordination des responsabilités en matière de sécurité aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'ONÉ a aussi participé au sondage mené par DRHC sur la satisfaction de sa clientèle.

Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC)

Les dirigeants de l'ONÉ et de la FERC entretiennent un dialogue régulier sur leurs expériences respectives à titre d'organismes de réglementation. Ils échangent des informations du domaine public pour se tenir informés au sujet des enjeux actuels et naissants qui pourraient concerner les deux organismes, et pour profiter des connaissances acquises par les deux organismes en matière de pratiques de réglementation exemplaires.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MÉM)

L'ONÉ et le MÉM ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Colombie-Britannique. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

Ministère de l'Expansion économique du Territoire du Yukon (MEÉ)

L'ONÉ continue de travailler avec les représentants du gouvernement du Yukon afin de faciliter le transfert des responsabilités en matière de réglementation du pétrole et du gaz, conformément à l'Entente de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon. Il fournit des conseils techniques spécialisés au MEÉ.

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

Les membres de l'ONÉ participent régulièrement aux réunions de la NARUC aux États-Unis, notamment pour examiner les faits nouveaux sur le marché du gaz américain qui pourraient influer sur le commerce transfrontière du gaz naturel.

Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE) et Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE)

Les présidents respectifs de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE, des hauts fonctionnaires des ministères de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador et de la Nouvelle-Écosse, ainsi que des dirigeants de RNCan forment le Conseil d'harmonisation. Les membres du Conseil examinent et tranchent les questions horizontales qui intéressent leurs organisations respectives afin d'assurer la collaboration et l'harmonisation des démarches à l'échelle du Canada dans le domaine de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole. L'ONÉ, l'OCTHE et l'OCNHE collaborent également à l'examen, la mise à jour et la modification des règlements et lignes directrices régissant les activités gazières et pétrolières menées sur les terres visées par les Accords. En outre, le personnel de l'ONÉ fournit une expertise technique à RNCan, à l'OCTHE et à l'OCNHE à l'égard de questions techniques d'intérêt mutuel, comme l'évaluation des réservoirs, la santé et la sécurité professionnelles, les opérations de plongée et les travaux de forage et de production.

Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie (OEREVM)

À la fin de l'exercice 2000, l'ONÉ et l'OEREVM ont signé un protocole d'entente qui établissait un cadre de coopération entre les deux organismes aux fins de l'évaluation des incidences environnementales de projets menés dans la vallée du Mackenzie. Lorsqu'il s'agit d'un projet de pipeline transrégional, l'ONÉ détient des responsabilités en vertu de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Le protocole d'entente favorise la coopération des deux organismes afin de réduire les chevauchements et de rehausser l'efficacité du processus d'examen environnemental.

Pipeline Technical Regulatory Authorities of Canada Council (PTRACC)

L'ONÉ préside un conseil formé du personnel d'organismes techniques de régie, fédéraux et provinciaux. Le PTRACC se réunit périodiquement au cours de l'année pour discuter des initiatives dans les domaines de la sécurité pipelinière et de la protection de l'environnement.

Ressources naturelles Canada (RNCan)

En 1996, l'ONÉ a signé un protocole d'entente avec RNCan afin de réduire les chevauchements et de renforcer la coopération. Ce protocole d'entente porte sur des points comme la collecte des données, l'amélioration des modèles énergétiques et les études spéciales. Le protocole a été reconduit en janvier 2000.

Annexe F : Structure organisationnelle et personnes-ressources

L'Office est structuré en cinq secteurs qui représentent ses principaux domaines d'activité, à savoir : Demandes, Produits, Opérations, Services généraux et Gestion de l'information. De plus, le Bureau de la direction comprend trois équipes qui fournissent des services spécialisés à l'Office, soit les Services juridiques, l'Équipe de leadership professionnel et les Services de réglementation. La structure des rapports hiérarchiques à l'Office est la suivante :

Organigramme de l'ONÉ

Descriptions des secteurs

Demandes

Le Secteur des demandes a pour tâche de traiter et d'évaluer la plupart des demandes présentées aux termes de la Loi sur l'ONÉ. Ces demandes tombent en grande partie sous

le coup des parties III et IV de cette loi, lesquelles visent les installations et les droits et tarifs. Le Secteur des demandes est aussi chargé d'autres fonctions comme la surveillance et la vérification financières des compagnies assujetties à la réglementation de l'Office; il est appelé en outre à régler les préoccupations des propriétaires fonciers. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Produits

Le Secteur des produits est chargé d'assurer la surveillance de l'industrie et des marchés énergétiques. À ce titre, il lui incombe de produire des prévisions de l'offre et de la demande de produits énergétiques au Canada et de mettre à jour les lignes directrices et les règlements régissant les exportations d'énergie, comme l'exige la partie VI de la Loi sur l'ONÉ. Le Secteur se charge également d'évaluer et de traiter les demandes relatives aux exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité de même que les demandes concernant la construction et l'exploitation de lignes internationales et interprovinciales de transport d'électricité. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Opérations

Le Secteur des opérations s'occupe de toutes les questions relatives à la sécurité et à l'environnement pour ce qui est des installations visées par la Loi sur l'ONÉ, la LOPC et la LFH. À ce titre, il est chargé de mener des inspections et des vérifications en matière de sécurité et de protection de l'environnement, de faire enquête sur les incidents et de surveiller les méthodes d'intervention en cas d'urgence. Le Secteur est aussi chargé de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par des accords. Il lui incombe, enfin, d'élaborer des règlements et des lignes directrices dans tous les domaines susmentionnés. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Services généraux

Le Secteur des services généraux fournit les services nécessaires pour appuyer l'Office dans la gestion de ses ressources humaines, matérielles et financières. Ses attributions englobent l'application de la politique de l'Office et ses activités de planification, la gestion du matériel et des installations, la dotation en personnel, la formation, la rémunération, y compris les avantages sociaux, l'approvisionnement, le contrôle des stocks, la sécurité physique et les activités patronales-syndicales. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Gestion de l'information

Le Secteur de la gestion de l'information est chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre une stratégie de gestion de l'information pour l'Office et de diffuser l'information dont ont besoin les intervenants internes et externes. Ses attributions englobent les communications internes et externes, les services de la bibliothèque, la gestion des dossiers de l'Office, les services de distribution du courrier, l'accès à l'information, la production de documents et les services informatiques de l'organisme. Il est placé sous la responsabilité d'un chef de secteur.

Bureau de la direction

Le Bureau de la direction répond de la capacité globale de l'Office et de son aptitude à satisfaire aux impératifs stratégiques et opérationnels. À ce titre, il est chargé de fournir des avis juridiques en matière de gestion et de réglementation, de maintenir et d'accroître le savoir-faire technique de l'ONÉ dans les domaines de l'économie, de l'environnement et du génie, ainsi que de fournir un soutien au chapitre de l'administration des audiences et de la réglementation.

Renseignements

Pour obtenir des renseignements supplémentaires au sujet de l'Office national de l'énergie :

Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503
Internet : www.neb-one.gc.ca

Personnes-ressources clés au 31 mars 2003

Kenneth W. Vollman	président
Jean-Paul Théorêt	vice-président
Gaétan Caron	chef des opérations
Sandy Harrison	chef de secteur, Demandes
Terry Rochefort	chef de secteur, Produits
John McCarthy	chef de secteur, Opérations
Valerie Katarey	chef de secteur, Services généraux
Byron Goodall	chef de secteur, Gestion de l'information
Judith Hanebury	avocate générale
Michel Mantha	secrétaire de l'Office
Peter Schnell	chef d'équipe, Finances